

А. К. Судаков
Є. А. Коровяка
О. В. Максимович
В. О. Расцветаев
А. Р. Дзюбик
Т. М. Калюжна
А. А. Войтович
В. В. Яворська

ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ СПРАВИ

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF UKRAINE

DNIPRO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



FUNDAMENTALS OF OIL AND GAS ENGINEERING

Textbook

Lviv
Spolom
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ СПРАВИ

Підручник

Львів
Сполом
2023

УДК 622.276.1
О 75

Рекомендовано до друку Вченою радою Національного
технічного університету «Дніпровська політехніка»
(протокол № 2 від 01.02.2023р.)

Рецензенти:

І.І. Чудик, д-р техн. наук, професор, ректор Івано-Франківського
національного технічного університету нафти і газу;

А.Ю. Дреус, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри аерогідромеханіки
та енергомасопереносу Дніпровського національного університету
ім. О. Гончара;

В.С. Білецький, д-р техн. наук, професор, професор кафедри видобування
нафти, газу та конденсату Національного технічного університету
«Харківський політехнічний інститут».

Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А. ,
Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М.,
Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т
«Дніпровська політехніка». – Львів : Сполом, 2023. – 596 с. : рис. – Бібліогр.:
с. 594 (11 назв).

Наведено та узагальнено питання, які передбачено програмою дисципліни
«Основи нафтогазової справи» для студентів першого (бакалаврського) рівня
вищої освіти, які навчаються у НТУ «Дніпровська політехніка» за
спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія та технології та за спорідненими.

© А.К. Судаков, Є.А. Коровяка, О.В. Максимович, В.О. Расцветаєв, А.Р. Дзюбик,
Т.М. Калюжна, А.А. Войтович, В.В. Яворська, 2023

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2023

ISBN 978-966-919-968-3

© Вид-во «Сполом», 2023

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ	11
1.1 Відновлювані джерела енергії	14
1.2 Невідновлювані джерела енергії	20
2. ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ ГЕОЛОГІЇ	39
2.1 Вік земної кори	39
2.2 Геологічна будова території України	45
2.3 Геологія родовищ нафти і газу	56
2.4 Гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу	64
3 ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА ЇХ ФЛЮЇДІВ	71
3.1 Гірські породи	71
3.2 Класифікація фізичних властивостей гірських порід	75
3.3 Фізичні властивості гірських порід	78
3.3.1 Фізико-механічні властивості гірських порід	78
3.3.2 Гірничо-технологічні властивості порід	97
3.4 Фізичні властивості пластових флюїдів	108
3.4.1 Характеристика пластових флюїдів	109
3.4.2 Властивості пластових флюїдів	111
3.5 Тріщинуватість гірських порід	121
4 БУДІВНИЦТВО НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	125
4.1 Загальні поняття про будівництво свердловин	125
4.1.1 Призначення, мета та завдання буріння свердловин	125
4.1.2 Поняття про свердловину, її елементи та просторове положення	125
4.1.3 Класифікація свердловин за призначення	130
4.1.4 Обґрунтування місця закладання і проектування свердловини як інженерної споруди	131
4.1.5 Технологія будівництва свердловин	133
4.2 Способи буріння та бурове обладнання нафтогазових свердловин	134
4.2.1 Ударне буріння	135
4.2.2 Обертальне буріння	137
4.2.3 Бурове обладнання	138
4.2.3.1 Обладнання для проведення спускопідіймальних операцій	141
4.2.3.2 Обладнання для обертання бурильної колони	148
4.2.3.3 Обладнання циркуляційної системи свердловин	149
4.2.3.4 Силові приводи бурового обладнання	154
4.2.4 Монтаж устаткування для спорудження свердловин	155
4.3 Породоруйнівний інструмент для буріння свердловин	156
4.3.1 Призначення та класифікація породоруйнівного інструменту	156
4.3.2 Бурові долота для буріння свердловин суцільним вибоєм	157
4.3.2.1 Лопатеві долота	157
4.3.2.2 Долота ІНМ	159
4.3.2.3 Шарошкові долота	160

4.3.2.4 Алмазні долота	162
4.3.2.5 Полікристалічні алмазні долота	163
4.3.3 Бурові долота для буріння свердловин з відбором керна	165
4.3.4 Бурові долота спеціального призначення	167
4.3.5 Техніко-економічні показники роботи бурових доліт	168
4.4 Бурильна колона	169
4.4.1 Призначення та складові елементи бурильної колони	169
4.4.2 Конструктивні особливості елементів бурильної колони	169
4.4.2.1 Бурильні труби та з'єднувальні муфти	169
4.4.2.2 Бурильні замки	172
4.4.2.3 Обважені бурильні труби	173
4.4.2.4 Ведучі бурильні труби	174
4.4.2.5 Перевідники	175
4.5 Режим буріння та його параметри	175
4.6 Промивання свердловин та бурові промивальні рідини	176
4.6.1 Функції бурових промивальних рідин	176
4.6.2 Класифікація бурових промивальних рідин	177
4.6.3 Основні властивості та параметри промивальних рідин, методи їх контролю	178
4.6.4 Хімічні реагенти для оброблення бурових промивальних рідин на водній основі	183
4.6.5 Приготування бурових промивальних рідин	184
4.6.6 Очищення бурових промивальних рідин	186
4.7 Обладнання устя свердловини	189
4.7.1 Колонні головки	189
4.7.2 Превентори	191
4.7.3 Типові схеми противикидного обладнання	193
4.7.4. Системи керування противикидним обладнанням	195
4.8 Кріплення свердловин	198
4.8.1 Мета та способи кріплення свердловин	198
4.8.2 Обсадні труби та їх з'єднання	198
4.8.3 Умови роботи обсадних колон у свердловині	199
4.9 Цементування свердловин	200
4.9.1 Мета та способи цементування свердловин	200
4.9.2 Тампонажні матеріали, їх класифікація	201
4.9.3 Властивості тампонажного матеріалу, розчину та каменю	202
4.9.3.1 Властивості сухого тампонажного матеріалу	202
4.9.3.2 Властивості тампонажного розчину	204
4.9.3.3 Властивості тампонажного каменю	206
4.9.4 Основи організації і технології цементування	207
4.9.5 Цементувальне устаткування	208
4.10 Розкриття, випробування та освоєння продуктивних горизонтів	216
4.10.1 Первинне розкриття продуктивних горизонтів	216
4.10.2 Вторинне розкриття продуктивного пласта перфорацією	218
4.10.3 Способи та основи технології освоєння свердловин	218

5 ОСВОЄННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	220
5.1 Технологічні особливості виклику припливу нафти і газу з продуктивного пласта	220
5.2 Типові технологічні схеми освоєння свердловин	225
5.3 Визначення допустимої депресії на пласт	228
5.4 Виклик припливу шляхом заміщення рідини в експлуатаційній колоні	233
5.5 Зниження тиску на вибій за допомогою стисненого газу	239
5.5.1 Витіснення рідини газом	240
5.5.2 Нагнітання газових пачок	242
5.5.3 Аерування рідини	245
5.5.4 Виклик припливу з використанням муфт з пусковими отворами або пускових клапанів	249
5.6 Виклик припливу поршневанням (слабуванням)	250
5.7 Тартання свердловин	254
5.8 Застосування свердловинних насосів	255
5.9 Поінтервальне зниження рівня рідини у свердловині	255
5.10 Виклик припливу за допомогою струминних апаратів	256
5.11 Технологія виклику припливу з пласта пінами з використанням ежекторів	265
5.12 Виклик припливу з пласта за допомогою комплектів випробувальних інструментів (КВІ)	272
6 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИ СПОРУДЖЕННІ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	276
6.1 Геологічні спостереження за бурінням свердловин	276
6.2 Геофізичні дослідження та роботи у свердловинах	277
6.3 Розкриття і випробування перспективних об'єктів	294
6.4 Гідродинамічні дослідження продуктивних горизонтів	302
7 ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	306
7.1 Коротка історія розвитку нафтогазовидобутку	306
7.2 Фізика продуктивного пласта	308
7.3 Етапи видобутку нафти і газу	315
7.4 Розробка нафтових і газових родовищ	315
7.5 Експлуатація свердловин	325
7.5.1 Експлуатація газових свердловин	325
7.5.1.1 Сучасні уявлення про технологічний режим експлуатації газових свердловин	329
7.5.1.2 Чинники, що обмежують дебіти газових та газоконденсатних свердловин	334
7.5.1.3 Енергозберігаючий режим експлуатації	340
7.5.1.4 Контроль технологічного режиму експлуатації газових свердловин за допомогою акустико-гідродинамічних комплексів	343
7.5.1.5 Одночасна роздільна експлуатація декількох пластів однією свердловиною	351
7.5.2 Експлуатація нафтових свердловин	352

7.5.2.1 Фонтанний спосіб експлуатації свердловин	352
7.5.2.2 Газліфтний спосіб експлуатації свердловин	357
7.5.2.3 Насосний спосіб експлуатації свердловин	361
7.6 Стадії розробки покладів	378
7.7 Проєктування розробки родовищ	379
8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ	381
8.1 Системи збору нафти на промислах	381
8.2 Промислова підготовка нафти	384
8.3 Системи промислового збору природного газу	391
8.4 Промислова підготовка газу	392
8.5 Система підготовки та закачування води у продуктивні пласти	398
8.6 Захист промислових трубопроводів і устаткування від корозії	404
9 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ	408
9.1 Основні види транспортування нафти і нафтопродуктів	408
9.2 З історії нафтогазопровідного транспорту	408
9.3 Місце трубопровідного транспорту, його розвиток та структура на сучасному етапі	411
9.4 Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами	413
9.5 Транспортування природного газу трубопроводами	417
9.6 Транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу залізницею	422
9.7 Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу	428
9.8 Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу	435
9.9 Нафтобазове господарство	437
10 ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ	440
10.1 Зберігання природного газу	440
10.1.1 Газорозподільні станції магістральних газопроводів	440
10.1.2 Газорозподільні мережі	441
10.1.3 Методи покриття нерівномірностей споживання газу	442
10.1.4 Сховища природного газу	444
10.2 Зберігання нафти і нафтопродуктів	450
10.2.1 Класифікація, зони та об'єкти нафтобаз	450
10.2.2 Розміщення нафтобаз та операції, що проводяться на них	453
10.2.3 Класифікація резервуарів для нафти і нафтопродуктів	455
10.2.4 Сталеві резервуари	457
10.2.5 Неметалічні резервуари	464
10.2.6 Підземні сховища нафти і нафтопродуктів	467
11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ ТА ГАЗУ	474
11.1 Технологічна класифікація нафти, методи розділення компонентів нафти і газу	474
11.2 Переробка нафти	482
11.2.1 Первинна переробка нафти	482
11.2.2 Вторинна переробка нафти	501
11.3 Переробка газів	539

11.3.1 Розділення та переробка газів	539
11.3.2 Переробка газів, газофракціонування	563
12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ	572
12.1 Екологічна характеристика нафтогазового комплексу	572
12.2 Забруднювачі нафтогазового виробництва	575
12.3 Фізико-хімічні та токсикологічні характеристики забруднювачів	578
12.3.1 Нафта та нафтопродукти	578
12.3.2 Гази	581
12.4 Охорона надр при нафтогазовидобутку	584
12.4.1 Охорона надр при будівництві свердловин	586
12.4.2 Охорона надр при експлуатації свердловин	588
12.4.3 Консервація свердловин	589
12.4.4 Ліквідація свердловин	591
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	595

ВСТУП

Підручник «Основи нафтогазової справи» підготовлено відповідно до робочої програми нормативної навчальної дисципліни «Основи нафтогазової справи», яка викладається у НТУ «Дніпровська політехніка». Рукопис навчального підручника призначено для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальностями 185 «Нафтогазова інженерія та технології», 184 «Гірництво» та 015 «Професійна освіта».

Мета підручника – ознайомлення здобувачів вищої освіти з об'єктом та предметом подальшої професійної діяльності, формування компетентностей необхідних для розв'язування складних спеціалізованих завдань проектування, застосування техніки та технологій буріння свердловин, видобування, транспортування та зберігання нафти і газу.

Вирішення цих завдань неможливо без знання: історії застосування нафти та газу, розвитку та сучасного стану нафтової та газової промисловості України та світу; геології, закономірностей процесів утворення та будови Землі, факторів формування і залежностей руйнування мінералів та гірських порід флюїдами, а також тектонічними та технологічними процесами; технології будівництва й освоєння нафтових і газових свердловин; видів і методів геофізичних досліджень покладів та свердловин; питань, пов'язаних з експлуатацією нафтових і газових свердловин; видобутку, підготовки нафти і газу до транспортування та їх транспортування до сховищ; зберігання природного газу та нафти і нафтопродуктів; процесів переробки нафти та газу; екологічних проблем і охорони надр при нафтогазодобуванні.

Підручник написано з використанням відомих у світі й Україні видань, автори яких є фахівцями у певних областях нафтогазової галузі. До них з упевненістю можна віднести Коршака А.А., Суярка В. Г., Ржевського В.В., Мислюка М.А., Чудика І.І., Яремійчука Р.С., Довбніча М.М., Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Склабінського В.І., Білецького В. С. та ін.

Автори висловлюють щире вдячність рецензентам за зауваження та цінні поради, висловлені ними під час підготовки підручника до видання.

Розуміючи, що уважний і вимогливий читач завжди знайде недоробки та недоліки, автори будуть їм вдячні за критичні зауваження, поради і побажання, спрямовані на подальше поліпшення його змісту.

1 ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

Здавна пошук продуктів харчування та джерел енергії визначав діяльність людини. Деревина, вітер і вода довгий час були єдиними енергоносіями. З перетворенням енергії води й інших видів енергії в електричний струм почався бурхливий розвиток техніки. Дешева нафта забезпечила після 1945 року швидкий розвиток автомобілебудування. Однак підвищення цін на енергоносії та різке збільшення чисельності населення Землі актуалізують питання межі зростання енергоспоживання для кожного технологічного устрою.

Мінімум енергії, яка необхідна для підтримки життєдіяльності людини (в первісному і сучасному світі), дорівнює 12,6 МДж на день або $4,18 \cdot 10^3$ МДж на рік, що еквівалентно енергії, яка виділяється при спалюванні 125 кг нафти. У зв'язку з підвищенням вимог людей до комфорту на початку ХХ ст. споживання енергії перевищило біологічно необхідний рівень у 5,5 рази, 1980 р. – у 13,3 рази, а на початку ХХІ ст. – у 23 – 25 разів [1].

У середньому одна людина за рік споживає енергії 2,2 т у.п. (тонн умовного палива), у той час як у США споживання енергії дорівнює 12т у.п, у Німеччині – 6 т у.п, а в країнах Африки – 0,1 т у.п., що на 40 % менше мінімуму енергії для підтримання життєдіяльності людини.

Чисельність населення Землі швидко зростає. 1700 року на планеті проживало 600 млн людей, до 1850 року кількість землян збільшилася до 1,2 млрд, до 1950 року – до 2,5, а до середини 1987 року – до 5,0, у другій половині 1999 р. – до 6,0, на початку 2007 року – до 6,3 млрд. Таким чином, для першого подвоєння кількості землян потрібно було 150 років, другого – 100, а третього – менше 37 років.

Темпи приросту використання геоенергетичних ресурсів складають 3 – 4 % на рік. Приріст у 4 % означає збільшення їх кількості за 30 років утричі, а за 100 років – у 50 разів, тобто приріст використання енергоресурсів випереджає приріст кількості землян.

Світове використання енергоресурсів за роками у тоннах умовного палива (т у.п.) наведено в табл.1.1.

Таблиця 1.1

Світове використання енергоресурсів

Показник	1900 р.	1950 р.	1970 р.	2000 р.	2020 р.	2050 р.
Сумарне енерго-використання, млрд т у.п.	0,95	2,86	7,30	14,20	19,40	23,90
Населення, млрд	1,62	2,50	3,60	6,00	8,00	9,20
Питома енерговитрата, т у.п. на 1 людину	0,59	1,16	2,03	2,36	2,42	2,59

У зв'язку з життєвими потребами і підвищенням споживчого попиту населення навантаження на природу стає настільки великим, що слід очікувати порушення енергетичного балансу планети. Очевидно, що земні ресурси зможуть забезпечити зростаючі потреби тільки протягом обмеженого терміну.

На початку XXI ст. на Землі щорічно споживається понад 14 млрд т у.п. енергії. За прогнозом Всесвітньої енергетичної ради і Міжнародного інституту прикладного системного аналізу (WEC/IIASA), 2020 р. глобальне енергоспоживання складе 19,4 млрд т у.п.

Зауважимо, що перехід до нового технологічного укладу змінює не тільки рівні енергоспоживання, але і його структуру.

Процес заміщення технологічних укладів починається з різкого підвищення цін на енергоносії й сировинні матеріали, що обумовлено зростанням попиту на них. Стрибок цін на енергоносії та сировину призводить до різкого падіння прибутковості виробництва в технологічних сукупностях домінуючого технологічного укладу. Це слугує сигналом до масового впровадження нових, менш енерго- і матеріаломістких технологій.

Надалі збільшення енергоспоживання відбувається за рахунок ефективного енергоносія, адекватного потребам нового технологічного укладу. Так відбувалося при переході з деревини на вугілля, з вугілля на нафту, з нафти на газ.

У найближче десятиліття зростання попиту на енергію буде суттєво покриватися за рахунок використання органічного палива.

При цьому найбільш суттєвим у виборі енергоносія є показник **EROEI** (англ. energy returned on energy invested), або **EROI** (energy return on investment – співвідношення отриманої енергії до витраченої, енергетична рентабельність. У фізиці, економічній та екологічній енергетиці – співвідношення кількості, придатної до використання (корисної) енергії, отриманої з певного джерела енергії (ресурсу), до кількості енергії, витраченої на отримання цього енергетичного ресурсу. Якщо для деякого ресурсу показник EROEI менше або дорівнює одиниці, то такий ресурс перетворюється на «поглинач» енергії й більше не може бути використаний як первинне джерело енергії.

Згідно із цим критерієм вугілля є найефективнішим паливом (EROEI = 80), потім ідуть нафта і газ (EROEI = 35), потім – ядерне паливо (EROEI = 15). Слід звернути увагу на низький EROEI біопалива (EROEI = 0,8 – 10). У зв'язку із цим деякі вчені й експерти висловлюють думку, що біопаливо не відіграє значної ролі в майбутньому, і для заміни нафти як рідкого енергоресурсу в першу чергу слід удосконалювати технології отримання рідких палив із природного газу.

Слід зазначити, що питоме енергоспоживання на одиницю виробленої продукції в країнах Східної Європи, у тому числі й в Україні, у 15 разів вище ніж у Японії, у 10 разів вище, ніж у Франції, у 5 – 6 разів вище ніж у США. На 1 долар США продукції в Японії витрачається 0,13, у Франції – 0,19, у Південній Кореї – 0,31, США – 0,35 кг, а в країнах Східної Європи – 1,9 – 2,2 кг нафтового еквіваленту. Це свідчить, з одного боку, про застарілу техніку і

технології, які в нас ще широко використовуються, а з іншого – про значні можливості нашої країни щодо енергозбереження.

Енергоносії прийнято поділяти на відновлювані й невідновлювані. До першої групи відносять:

- сонячну енергію;
- енергію вітру;
- енергію води;
- біомасу (деревина, сміття тощо);
- тепло морів;
- енергію припливу;
- тепло Землі.

До другої групи відносять:

- нафту;
- природний газ;
- кам'яне і буре вугілля;
- ядерне паливо;
- горючі сланці;
- торф;
- газогідрати.

Відновлювані джерела енергії (крім тепла Землі) залежать від сонячної енергії. На сьогоднішній день, у зв'язку з великою амплітудою їх коливань у часі, малою просторовою густиною енергії, низьким коефіцієнтом корисної дії та значною матеріалоемністю розроблених установок, вони використовуються дуже мало. Їх частка в енергетичному балансі різних країн ще недавно складала від одного до кількох відсотків. 2013 року близько 21 % світового енергоспоживання було забезпечено з відновлюваних джерел енергії.

Згідно з даними Міжнародного енергетичного агентства очікується зростання сектора відновлюваної енергетики у світі на 40 % у найближчі п'ять років (2014 – 2019). Нині відновлювані джерела енергії є сектором виробництва електроенергії, який зростає найшвидше у світі. До 2018 року вони, за прогнозами, займатимуть майже 25 % у глобальному енергетичному виробництві порівняно з 20 % у 2011 році. Зокрема, частка вітру, сонця, геотермальної та біоенергетики у виробництві електроенергії подвоїться і досягне 8 % до 2018 року, порівняно з 4 % 2011 року. 2006 року вона становила лише 2 %.

За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, країни, що не є членами Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР), у тому числі Китай, мають забезпечити 60 % світового зростання в галузі відновлюваних джерел енергії до 2018 року. Таке швидке розгортання повною мірою компенсує уповільнення розвитку галузі в інших регіонах світу, зокрема, в ЄС та США – ринках відновлюваної енергетики, які вже сформувалися.

За даними звіту Єврокомісії, який публікують кожні два роки, 2013 року частка відновлюваної енергії в усьому енергетичному циклі в ЄС становила 15 %. Роком пізніше вона зросла на 0,3 %. Підвищення відбувалося в усіх країнах ЄС. У планах також є збільшення до 20% частки джерел цього виду

енергоносіїв до 2025 року. Кожна країна при цьому впроваджуватиме відповідну квоту згідно із власними потребами. Євросоюзу вдається досягти таких показників у першу чергу за рахунок таких країн, як Швеція, Данія, Латвія, де частка відновлюваних джерел енергії складає до 42 %. У той час як у Британії вона становить трохи більше 5 %, а у Німеччині – 9,5 % станом на 2015 р. У США на «зелену енергетику» 2014 р. припадало 14 %, що співставно з АЕС.

В Україні частка відновлюваної енергії складає 5 – 6 %. Україна приєдналася до Європейського енергетичного співтовариства і взяла на себе зобов'язання виробляти 11 % електроенергії з відновлюваних джерел енергії.

1.1 ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

ЕНЕРГІЯ СОНЦЯ може бути використана безпосередньо як джерело електроенергії й тепла. Для цього створено пристрої, які концентрують енергію Сонця на малих площах і в малих об'ємах. На цей момент працюють нагрівальні пристрої, котрі акумулюють енергію Сонця, а також дослідні зразки електродвигунів та автомобілів, які використовують енергію Сонця.

Ще 1870 року в Чилі було побудовано сонячний опріснювач морської води, котрий виробляв до 30 т прісної води на добу і працював понад 40 років.

Сонячна енергія може бути перетворена на електричну двома основними методами: термодинамічним та фотоелектричним.

При термодинамічному методі електричну енергію за рахунок використання сонячної енергії можна отримати використовуючи традиційні схеми у теплових установках, у яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання.

«СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ» може позначати енергію, отриману від сонячного випромінювання. Існують різні принципово можливі методи застосування енергії сонячного випромінювання, включно із:

- генеруванням електричної енергії з використанням сонячних елементів;
- генеруванням електричної енергії з застосуванням концентраторів сонячного випромінювання;
- генеруванням електричної енергії шляхом нагрівання стисненого повітря для обертання турбін;
- генеруванням електричної енергії на геосинхронній орбіті з використанням штучних супутників – орбітальної енергетичної системи.

Завдяки застосуванню гетеропереходів коефіцієнт корисної дії сонячних батарей уже досягає 25 %. Налагоджено виробництво сонячних батарей у вигляді довгої полікристалічної кремнієвої стрічки, які мають ККД понад 10 %.

ЕНЕРГІЯ ВІТРУ використовується людством віддавна. Вітряні млини для переробки зерна винайдені ще у середньовіччі, а останнім часом енергія вітру все ширше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності й встановлюються на місцевості, де дмуть часті й

сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене серійне виробництво.

В Україні діють сім вітроелектростанцій(ВЕС),оснащених власними вітроагрегатами. У 1998 – 1999 роках стали до ладу три нові ВЕС, вартість електроенергії на яких нижча, ніж на збудованих раніше.

Процес будівництва української вітроенергетики почався 1996 року, коли була запроєктована Новоазовська ВЕС проєктною потужністю 50 МВт. 2000 року працювало 134 турбін з 3500 запроєктованих та закладено близько 100 фундаментів під турбіни потужністю 100 кВт кожна. Фактична потужність станції при штаті 34 працівники – 14,5 МВт. Приблизно такий же штат співробітників буде на ВЕС, коли вона досягне проєктної потужності. На «Південмаші» у Дніпрі будують турбіну потужністю 1,0 МВт, яка буде встановлена на Новоазовській ВЕС.

Станом на 2013 рік в Україні діяли десятки ВЕС, оснащених як імпортними, так і власними вітроагрегатами. На кінець 2012 р. сумарна потужність вітроелектростанцій в Україні вже становила майже 263 МВт. Протягом 2012 року вони виробили 288,2 млн кВт·год електроенергії, що в 3,2 рази більше, ніж попереднього року (89,5 млн кВт·год).

Станом на кінець 2014 року на вітроелектрогенерацію ЄС припадало 128,8 ГВт установлених потужностей із 134,0 ГВт усього в Європі (106,0 ГВт). Це складає майже 10 % виробництва електроенергії Євросоюзу.

У Данії та Шотландії вітрогенерація виробляє більше третини електроенергії. У Данії 2015 року вітрогенерація забезпечила понад 42 % споживання електроенергії.

У Португалії 2014 року вітрогенерація забезпечила 25,7 % споживання електроенергії. Було встановлено 222 МВт потужностей, тоді як 2013 року цей показник становив 184 МВт. Майже 100 % потужностей вітроенергетики Португалії належать до наземних.

2015 року Євросоюз виділив 30 млн євро на створення експериментальної плаваючої вітроелектростанції потужністю 25 МВт.

В Ірландії 2015 р. вітрогенерація забезпечила 23 % споживання електроенергії, в Іспанії – 19 %.

У Німеччині 2015 р. вітрогенерація забезпечила 13,3 % виробництва електроенергії порівняно з 8,9 % попереднього року. Загальна кількість «вітряків» у Німеччині складає понад 10 тис., а їх загальна сукупна потужність досягла 6900 МВт. У Нижній Саксонії працює близько 2000 таких установок, які виробляють майже 8 % електроенергії.

У Великобританії 2015 року вітрогенерація забезпечила 11 % виробництва електроенергії порівняно з 9,5 попереднього року. У той же час Шотландія має наміри розвивати й офшорну вітроенергетику, зокрема, 2017 р. очікується встановлення плаваючої вітроелектростанції потужністю 30 МВт.

ЕНЕРГІЯ ВОДИ, як і енергія вітру, використовується людьми здавна як джерело механічної енергії, а починаючи з ХХ ст. і як джерело електроенергії. У світі побудована велика кількість гідроелектростанцій, які виробляють до 5 % від загальної електроенергії, причому в деяких країнах частка електрики,

виробленої на гідроелектростанціях, значно вища. В Україні, на Дніпрі, побудовано каскад із шести гідроелектростанцій. Слід зазначити, що останнім часом будівництво гідроелектростанцій у світі значно скорочено внаслідок відсутності сприятливих умов.

В енергетичному комплексі України гідроелектростанції посідають третє місце після теплових та атомних. Сумарна встановлена потужність ГЕС України нині становить 8 % від загальної потужності об'єднаної енергетичної системи країни. Середньорічний виробіток електроенергії гідроелектростанціями дорівнює 10,8 млрд кВт·год. Встановлено, що економічні та технічні можливості використання гідроенергоресурсів України дорівнюють близько 20 млрд кВт·год, а нині використовують не більше 50 %. Основний використовуваний потенціал зосереджено на ГЕС Дніпровського каскаду (потужність – 3,8 ГВт, виробіток – 9,9 ГВт·год): Дніпровська ГЕС, Київська ГАЕС (гідроакumuлююча), Ташлицька ГАЕС.

Крім ГЕС і ГАЕС, в Україні нині експлуатуються 49 так званих малих ГЕС, які виробляють понад 200 млн кВт·год електроенергії. Але вони мають недоліки: швидкий знос обладнання, пошкодження споруд напірного фонтану, замулення водосховищ, недостатнє використання засобів автоматики та контролю.

Подальший розвиток гідроенергетики потребує реконструкції й технічного вдосконалення гідровузлів. Заміну фізично застарілого обладнання слід здійснювати на сучасному рівні (з використанням засобів автоматизації та комп'ютеризації).

Енергія хвиль, яка виділяється при хвильовому русі води в океані, величезна. Середня хвиля висотою 3 м несе приблизно 90 кВт енергії на 1 м² узбережжя.

Станом на 2006 рік гідроенергетика забезпечувала виробництво до 88 % відновлюваної та до 20 % всієї електроенергії у світі, встановлена гідроенергетична потужність досягла 777 ГВт.

Станом на 2010 рік гідроенергетика забезпечувала виробництво до 76 % відновлюваної та до 16 % всієї електроенергії у світі, встановлена гідроенергетична потужність досягає 1015 ГВт. Лідерами з вироблення гідроенергії є Норвегія, Ісландія і Канада. Найбільш активно на початок 2000-х гідробудівництво веде Китай, для якого гідроенергія є основним потенційним джерелом енергії, в цій же країні розміщено до половини малих гідроелектростанцій світу.

Окремим перспективним видом енергії є енергія хвиль, океанічних течій. В останні десятиріччя проводять широкомасштабні дослідження практичного використання значного потенціалу течій у морях і океанах, котрі поділяють на неперіодичні, мусонні (пасатні) й припливно-відпливні. З них у першу чергу розглядається можливість використання енергії головних неперіодичних течій (Гольфстрім, Куросіо та ін.), сумарний енергетичний потенціал яких за різними методиками оцінюється від 5 до 300 млрд кВт.

В Японії з 1978 р. працює плавуча електростанція, яка використовує енергію морських хвиль. Станція дозволяє отримувати і перетворювати енергію

хвиль у камерах компресорного типу на енергію стисненого повітря. Лопаті турбіни потім обертають електрогенератор. Сьогодні у світі вже близько 400 маяків і навігаційних буїв одержують живлення від хвильових енергетичних установок. В Індії від хвильової енергії працює плавучий маяк порту Мадрас. У Норвегії з 1985 р. діє перша у світі промислова хвильова станція потужністю 850 кВт. Енергоустановки такого типу економічно ефективні для малих населених пунктів на узбережжі океану.

БІОМАСА (деревина, сміття й ін.). Щорічно приріст біомаси у світі оцінюється у 200 млрд т у перерахунку на суху речовину, що енергетично еквівалентно 80 млрд т нафти. Одним із джерел біомаси є ліси. При переробці деревини 3 – 4 млрд т становлять відходи, енергетичний еквівалент яких складає 1,1 – 1,2 млрд т нафти. Світова потреба в енергії складає тільки 12 % енергії щорічного світового приросту біомаси. Частка і кількість біомаси, використовуваної для одержання енергії, постійно знижується, що можна пояснити порівняно низькою теплотою згоряння біомаси внаслідок високого вмісту в ній води.

Усе частіше 8 – 20 % домішок до звичайних бензинів для підвищення октанового числа використовують паливний етанол, а в деяких випадках – гідролізний спирт. Сировиною для одержання етанолу слугують різні продукти природного біосинтезу. У Канаді для цього використовують зерно кукурудзи, з 1 т якої одержують 400 л етанолу й високопротеїновий корм для худоби. У Бразилії спирт одержують з особливого сорту тростини. Досвід використання етанолу як домішки до бензину є і в Україні.

Певне застосування в енергетиці можуть знайти сільськогосподарські відходи: солома, відходи життєдіяльності тварин та птахів тощо.

Лідером у використанні соломи як палива є Данія, де побудовано 8000 фермерських установок потужністю 0,1 – 1,0 МВт, 62 теплові станції потужністю 1 – 10 МВт і 9 комбінованих теплоелектростанцій. Крім Данії, солону використовують Австрія, Швеція, Фінляндія та Франція. В Україні потенціал використання соломи складає 4,3 млн т у.п. на рік (близько 2 % витрат палива), однак її застосування вимагає значних капіталовкладень.

Біогаз, одержуваний з відходів життєдіяльності тварин і птахів, може замінити в Україні 6 млрд м³ природного газу, однак для його одержання необхідні значні інвестиції, термін окупності яких складає 4 – 5 років. Китай планує через кілька років довести виробництво біогазу до 100 – 120 млрд м³.

Одним з перспективних джерел енергії є звалищний газ, що утворюється в результаті розкладання органічної частини твердих побутових відходів в анаеробних умовах, які виникають невдовзі після їх санітарного поховання. Тільки в містах утворюється 400 – 450 млн т твердих побутових відходів на рік. Вихід газу з теплотою згоряння 17 – 20 МДж/м³ складає 100 м³/т твердих побутових відходів протягом 20 років зі швидкістю 5 м³/т на рік. Потенціал звалищного газу в країнах Європейського Союзу наближується до 9 млрд м³/рік, у США – 13 млрд м³/рік, в Україні – близько 1 млрд м³/рік.

ТЕПЛО МОРИВ І ЕНЕРГІЯ ПРИПЛИВІВ рідко використовуються як джерела енергії внаслідок низького питомого енергетичного потенціалу (малого перепаду температури води, малої амплітуди та значного часу протікання припливів і відливів). У світі побудовано кілька дослідних припливних електростанцій (ПЕС) у зонах з максимальними висотами припливів, однак їх промислове будівництво найближчим часом не намічається. Великий обсяг проведених у світі досліджень з розроблення способів концентрації низьких енергій дозволяє сподіватися на використання в майбутньому цих колосальних джерел енергії.

ПЕС є у Франції, Великобританії, Канаді, Китаї, Індії, США та інших країнах. ПЕС «Ля – Ранс», побудована в естуарії річки Ранс (Північна Бретань) має найбільшу у світі дамбу, її довжина становить 800 м. Гребля також слугує мостом, по якому проходить високошвидкісна траса, що з'єднує міста Сен-Мало і Дінард. Потужність станції становить 240 МВт.

ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ (природне тепло Землі), акумульована в перших десяти кілометрах земної кори, за оцінкою МРЕКХІ, досягає 137 трлн т у.п., що в 10 разів перевищує геологічні ресурси всіх видів палива разом узятих.

З усіх видів геотермальна енергія найкращі економічні показники мають гідрогеотермальні ресурси: термальні води, пароводяні суміші та природна пара.

Гідрогеотермальні ресурси, котрі використовують на сьогодні, складають лише 1 % від загального теплового запасу надр. Досвід показав, що перспективними в цьому відношенні варто вважати райони, в яких зростання температури з глибиною відбувається досить інтенсивно, колекторські властивості гірських порід дозволяють одержувати з тріщин значні кількості нагрітої води чи пари, а склад мінеральної частини термальних вод не створює додаткових труднощів з боротьби із солевідкладеннями і кородуванням устаткування.

Аналіз економічної доцільності широкого використання термальних вод показує, що їх варто застосовувати для опалення й гарячого водопостачання комунально-побутових, сільськогосподарських і промислових підприємств, для технологічних цілей, добування цінних хімічних компонентів тощо. Гідрогеотермальні ресурси, придатні для одержання електроенергії, складають 4 % від загальних прогнозних запасів, тому їх використання в майбутньому варто пов'язувати з теплопостачанням і теплофікацією місцевих об'єктів.

В Україні прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод за запасами тепла еквівалентні використанню близько 10 млн т у.п. на рік.

Серед перспективних районів для пошуків і розвідки геотермальних ресурсів – Донецький басейн.

Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише при одержанні теплової енергії безпосередньо з гірських порід (петрогеотермальна енергія). У цьому випадку теплоносій певного потенціалу утворюється в результаті теплообміну води, яка нагнітається у тріщини при контакті з високотемпературними гірськими породами в зоні природної чи

штучно створеної проникності з наступним виведенням теплоносія на поверхню.

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід складає 150 °С. Така температура гірських порід у межах України зафіксована на глибині 3 – 10 км (у Донбасі – 4 – 6 км).

Відповідно до проведеного оцінювання геологічні ресурси геотермальної енергії найбільш перспективні в Україні площі глибиною 3 – 10 км складають близько 15 трлн т у.п., до 7 км – 3 трлн т у.п. У Дніпровсько-Донецькій западині й Донбасі прогнозні ресурси петрогеотермальної енергії глибиною 4 – 10 км складають 9 трлн т у.п., у тому числі до 7 км – 1,9 трлн т у.п. Щільність ресурсів на технологічно доступних глибинах 4 – 5 км складає близько 7 млн т у.п./км.

Гідротермальні родовища використовують в низці країн для вироблення електроенергії. Перше місце за виробленням електроенергії з гарячих гідротермальних джерел займає США. У Долині великих гейзерів (штат Каліфорнія) на площі 52 км діє 15 установок потужністю понад 900 МВт.

«Країна льодовиків», як називають Ісландію, ефективно використовує гідротермальну енергію своїх надр. Тут відомо понад 700 термальних джерел, які виходять на земну поверхню. Близько 60 % населення користується геотермальними водами для обігріву житлових приміщень, а в найближчому майбутньому планується довести це число до 80 %. При середній температурі води 87 °С річне споживання енергії гарячої води складає 15 млн ГДж, що рівноцінно економії 500 тис. т кам'яного вугілля на рік. Крім того, ісландські теплиці, в яких вирощують овочі, фрукти, квіти і навіть банани, споживають щорічно до 150 тис. м³ гарячої води, тобто понад 1,5 млн ГДж теплової енергії.

У табл. 1.2 наведено основні енергоресурси планети.

Таблиця 1.2

**Структура світового споживання енергетичних ресурсів ПВт·год
(1 ПВт·год = 1012 кВт·год)**

Рік	Викопні	Атомні	Відновлювані	Разом
1990	83,374	6,113	13,082	102,569
2000	94,493	7,857	15,337	117,687
2008	117,076	8,283	18,492	143,851
Зміни 2000–2008	22,583	0,426	3,155	26,164

З розвитком промисловості й енергетики, а також зростанням їх технічної оснащеності спочатку тверді горючі копалини, а потім нафта і природний газ ставали основними джерелами теплової енергії й вуглеводневої хімічної сировини. У сучасних умовах основним джерелом енергії буде хімічна енергія горючих копалин і меншою мірою – ядерна енергія АЕС.

1.2 НЕВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Паливно-енергетична сировина (ПЕС) відіграє ключову роль у життєздатності будь-якої держави. З нею пов'язані практично всі галузі економіки, а також політична й економічна незалежність.

Україна належить до держав світу, які мають запаси всіх видів ПЕС (нафта, природний газ, вугілля, торф, уран та ін.), але ступінь забезпеченості запасами, їх видобуток і використання не однакові, і в сумі вони не дають необхідного рівня енергетичної безпеки (*власними енергоресурсами Україна забезпечує себе приблизно на 47 %*).

У світовій економіці при виробництві електроенергії використовують 80 – 85 % вичопної ПЕС. Основним первинним енергоресурсом є вичопне вугілля, споживання якого у ХХІ ст. у найближчі 10 – 15 років збільшиться до 41 %. Сьогодні вугілля є основою електроенергетики в низці країн світу: у Польщі з нього виробляють 96 % електроенергії, Південно-Африканській Республіці (ПАР) – 90, Австралії – 84, Китаї – 80, Чехії – 70, Індії – 68, США – 56 %. Структуру виробництва і частинне (у відсотках) використання енергоресурсів на одержання одиниці електроенергії 2006 року у різних країнах наведено у табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Структура виробництва електроенергії у світі, 2006 р.(%)

Країна	млрд кВт·год на рік	Вугілля	Нафта	Газ	Атомна енергія	Гідро-енергія	Інші види
США	4003,5	52,7	3,1	15,7	20,0	6,2	2,2
Франція	535,8	5,8	1,4	2,1	77,5	12,5	0,7
Німеччина	567,1	52,7	0,8	9,3	29,9	3,8	3,4
Великобританія	372,2	33,4	1,5	39,4	22,9	1,4	1,4
Італія	269,9	11,3	31,8	37,5		16,4	3,0
Іспанія	221,7	36,5	10,2	9,1	28,1	12,8	3,4
Україна	173,0	31,9	0,6	16,8	45,1	5,6	1,0
Швеція	145,9	2,1	1,2	0,3	39,3	54,1	3,0
Норвегія	142,4	0,1		0,1		99,5	0,3
Данія	36,2	46,0	12,2	24,3		0,1	17,4

За потужністю мінерально-сировинної бази Україна входить до числа провідних держав світу. Займаючи усього 0,4 % земної суші, де проживає 0,8 % населення планети, вона у своїх надрах має 5 % *світового мінерально-сировинного потенціалу*. В Україні розвідано понад 20 тис. родовищ та проявів понад 200 видів корисних копалин, 120 з яких людство використовує сьогодні. З них понад 8 тис. родовищ 94 видів корисних копалин мають промислове значення. *Найбільше економічне значення* мають кам'яне вугілля, нафта і газ, залізні та марганцеві руди, самородна сірка, кам'яна і калійна сіль, нерудні будівельні матеріали, мінеральні води. Їх родовища знаходяться у різних геологічних регіонах. За розвіданими запасами деяких корисних копалин Україна випереджає США,

Велику Британію, Францію, ФРН, Канаду та інші великі держави світу. Зокрема за запасами і видобутком залізних, марганцевих, титано-цирконієвих руд, багатьох видів неметалічної сировини Україна займає провідне місце серед країн Європи і світу.

НАФТА І ГАЗ

Динаміка зростання світового нафтогазодобування. На початку ХХ ст. промислову нафту видобували лише у 19 країнах світу. 1940 року таких країн було 39, 1972 р. – 62, 1989 р. – 79. Аналогічно зростала кількість країн, що добувають газ. Нині нафту і газ видобувають у всіх частинах світу, крім Антарктиди.

Географія нафтогазових родовищ, а також обсяги видобутку енергоресурсів зазнали суттєвих змін у часі.

У середині позаминулого століття лідерами з видобутку нафти були США (штат Пенсільванія) та де які країни на території Євразії. 1850 року всього було видобуто нафти у світі 300 тис. т.

1900 року видобувалось вже близько 20 млн т нафти, зокрема у США – 8,3, у Голландській Ост-Індії (Індонезії) – 0,43, в Румунії та Австро-Угорщині – по 0,33, в Японії – 0,11, у Німеччині – 0,05.

Напередодні першої світової війни видобуток нафти США різко зріс. До провідних нафтовидобувних держав увійшла Мексика. Видобуток нафти в країнах світу 1913 р. становив: США – 33 млн т, Мексика – 3,8, Румунія – 1,9, Голландська Ост-Індія – 1,6, Польща – 1,1 .

1920 року на планеті добувалося 95 млн т нафти, 1945 р. – понад 350, 1960 р. – понад 1 млрд т.

У другій половині 60-х років до провідних нафтовидобувних країн увійшли Венесуела, Кувейт, Саудівська Аравія, Іран і Лівія. Разом з США та деякими країнами на території Євразії на їх частку припадало до 80 % світового видобутку нафти.

1970 року у світі було добуто близько 2 млрд т нафти, а 1995 р. – 3,1. За щорічним видобутком нафти (дані 1996 р.) у світі лідирує Саудівська Аравія (392,0 млн т). За нею йдуть США (323,0), країни СНД (352,2), Іран (183,8), Мексика (142,2), Китай (156,4), Венесуела (147,8) та інші .

Широке застосування газу розпочалося лише у середині нашого століття. У період з 1950 по 1970 рр. видобуток газу у світі зріс з 192 млрд м³ до 1 трлн м³, тобто у 5 разів. Нині він становить близько 2 трлн м³.

Світові запаси нафти и газу. Споживання енергоносіїв у світі безперервно зростає. Звісно, постає питання: чи надовго їх вистачить?

Відомості про доведені запаси нафти, а також їх обсяги 1996 р. наведено в табл. 1.4. Під час її складання по кожному регіону вибрано країни з найбільшими запасами «чорного золота».

З табл. 1.4 видно, що найбагатші на нафту країни Близького та Середнього Сходу – тут зосереджено 66,4 % її світових запасів. За збереження нинішніх темпів видобутку цих запасів вистачить у середньому на 97,3 роки. Найбільше нафти у Саудівській Аравії (35,48 млрд т). Далі, в порядку зменшення, слідує

Ірак (15,34), Кувейт (12,88), Іран (12,74), Абу-Дабі (12,63). Сумарні запаси нафти перерахованих країн становлять понад 96 % запасів регіону загалом.

Таблиця 1.4

Доведені запаси нафти у світі на 1 січня 1997 р.

Регіон, країна	Доведені запаси		Видобуток 1996 р.		Кратність запасів, років
	млрд т	% від світових	млн т	% від світових	
Азія і Океанія, усього у тому числі:	5,79	4,2	354,0	11,2	16,4
Китай	3,29	2,4	156,4	4,9	21,0
Індонезія	0,68	0,5	75,8	2,4	9,0
Індія	0,59	0,4	32,1	1,0	18,4
Північна і Латинська Америка, усього у тому числі:	21,26	15,2	849,2	26,8	25,0
Венесуела	8,88	6,4	147,8	4,7	60,1
Мексика	6,68	4,8	142,7	4,5	46,8
США	3,06	2,2	323,8	10,2	9,5
Африка, усього у тому числі:	9,25	6,6	334,4	10,6	27,7
Лівія	4,04	2,9	70,1	2,2	58,0
Нігерія	2,13	1,5	100,7	3,2	21,2
Алжир	1,26	0,9	40,8	1,3	30,9
Ближній і Середній Схід усього у тому числі:	92,65	66,4	952,0	30,0	97,3
Саудівська Аравія	35,48	25,4	392,0	12,4	90,5
Ірак	15,34	11,0	30,0	0,9	511,3
Кувейт	12,88	9,2	90,9	2,9	141,7
Іран	12,74	9,1	183,8	5,8	69,3
Абу-Дабі	12,63	9,0	92,3	2,9	136,8
Східна Європа, усього у тому числі:	8,10	5,8	364,1	11,5	22,3
СНД	7,81	5,6	352,2	11,1	22,2
Румунія	0,22	0,2	6,8	0,2	32,4
Албанія	0,02	менш 0,1	0,5	менш 0,1	40,0
Західна Європа, усього у тому числі:	2,52	1,8	315,0	9,9	8,0
Норвегія	1,54	1,1	154,3	4,9	10,0
Великобританія	0,62	0,4	131,6	4,2	4,7
Данія	0,13	0,1	10,3	0,3	12,6
Всього у світі	139,57	100,0	3168,8	100,0	44,1

Примітка. Розбіжність підсумків – у результаті округлення.

Другий за запасами нафти регіон – Північна та Латинська Америка. Тут зосереджено 15,2 % світових запасів «чорного золота». Його вистачить у середньому на 25 років. Найбільші запаси нафти тут має Венесуела (8,88 млрд т), відносно багаті надра Мексики (6,68) та США (3,06).

У надрах Африки зосереджено 9,25 млрд т нафти (6,6 % світових запасів). При нинішньому рівні видобутку цих запасів вистачить у середньому на 27,7 років. Найбільше нафти у цьому регіоні у Лівії (4,04 млрд т), Нігерії (2,13) та Алжиру (1,26).

Східна Європа займає 4-те місце у світі за запасами нафти (5,8 % світових). Поза конкуренції країни СНД (7,81 млрд т). У Румунії запаси значно менші – близько 220 млн т. Третя за запасами країна Східної Європи – Албанія – має всього 20 млн т нафти.

У надрах Азії та Океанії перебуває близько 4,2 % світових запасів «чорного золота», у тому числі близько 57 % припадає на частку Китаю.

Найменші запаси нафти у світі має Західна Європа – менше 2 % світових. Понад половини з них – власність Норвегії (1,54 млрд т), приблизно четверта частина – Великобританії (0,62).

У цілому, доведені запаси нафти у світі станом на 1996 р. становили 139,6 млрд. т, яких за нинішнього рівня видобутку вистачить у середньому на 44,1 роки.

Доведені запаси нафти у країнах світу постійно уточнюються. У табл. 1.5 наведено динаміку зміни доведених запасів у низці провідних нафтовидобувних країн світу.

Таблиця 1.5

Динаміка зміни доведених запасів нафти в країнах світу, млрд т

Країна	1961 р.	1965 р.	1981 р.	1993 р.	1995 р.
Венесуела	2,0	2,4	2,5	8,6	8,8
Ірак	3,6	3,4	4,1	13,6	13,7
Іран	5,6	5,5	7,9	12,6	12,1
Кувейт	8,4	8,4	8,9	12,8	12,9
Мексика	-	-	6,0	6,9	6,8
Нігерія	0,1	0,4	2,3	2,4	2,9
Саудівська Аравія	6,5	8,1	22,6	35,2	35,4
США	4,3	4,3	3,6	3,2	3,1

Доведені запаси – це частина резервів, яка, напевно, буде вилучена з освоєних родовищ за наявних економічних та технічних умов.

Ймовірні запаси – це частина резервів, геологічні та інженерні дані які ще недостатні для однозначного судження про можливість розробки в існуючих економічних та технічних умовах, але які можуть бути економічно ефективними вже при невеликому збільшенні інформації про відповідні родовища та розвиток технології видобутку.

Можливі запаси – це частина резервів, геологічні дані які є достатніми для того, щоб дати хоча б приблизну оцінку витрат на видобуток або орієнтовно вказати оптимальний метод вилучення, але лише з невисоким ступенем ймовірності (така оцінка орієнтовна і залежить від індивідуальної точки зору).

Іншими словами, ймовірні та можливі запаси відрізняються від доведених тим, що їх недоцільно розробляти при нинішньому рівні цін та застосовуваної технології або інформації про них недостатньо.

Однак у міру скорочення доведених запасів ціни на нафту зростають. З'являються нові, прогресивні технології нафтовидобутку. У зв'язку з цим ймовірні та можливі запаси нафти з рештою перейдуть у доведені.

Враховуючи, що величини всіх трьох типів запасів можна порівняти, терміни початку «нафтового голоду» можна відсунути ще на кілька десятків років. Навіть якщо припустити, що жодного нового нафтового родовища за цей час відкрито не буде.

Широке застосування у світі природного газу розпочалося лише у 50-х роках нашого сторіччя. З цього часу вчені почали серйозно займатися вивченням його запасів. Про зміну доведених запасів газу у світі можна судити за даними табл. 1.6.

Таблиця 1.6

Доведені запаси природного газу у світі

Регіон	1975 р.		1996 р.	
	трлн м	%	трлн м	%
Азія та Океанія	4,5	6,9	9,1	6,5
Америка	11,2	17,2	14,4	10,3
Африка	5,0	7,7	9,3	6,6
Близький та Середній Схід	20,6	31,7	45,8	32,7
Східна Європа	18,6	28,6	56,7	40,5
Західна Європа	5,1	7,9	4,7	3,4
Усього	65,0	100,0	140,0	100,0

З табл. 1.6 видно, що доведені запаси нафти в абсолютній більшості країн більш ніж за 30 років не тільки не зменшилися, а зросли в кілька разів. Очікується, що ця тенденція збережеться і в майбутньому.

Неважко бачити, що у всіх регіонах, крім Західної Європи, доведені запаси газу з 1975 по 1996 рр. збільшилися. Відповідно, і світові запаси газу зросли з 65 до 140 трлн м³. Якщо 1975 р. найбільші запаси газу мали країни Близького та Середнього Сходу, то 1996 р. – країни СНД (56 трлн м³).

На другому місці за доведеними запасами газу знаходиться Іран (21 трлн м³). Далі йдуть Катар (7,1), Абу-Дабі (5,4), Саудівська Аравія (5,3), США (4,7).

Загальні світові ресурси газу (з урахуванням можливих і потенційних запасів) оцінюються в 398 трлн м³. За збереження нинішнього рівня газовидобування (близько 2200 млрд м³/рік) цих ресурсів вистачить приблизно на 200 років.

Проте природний газ перебуває під землею у чисто газових родовищах. Значна його кількість зосереджена у вугільних пластах, у підземних водах та у вигляді газових гідратів.

Нещасні випадки з трагічними наслідками на вугільних шахтах, як правило, пов'язані з метаном, що міститься у вугіллі. Метан знаходиться в товщі породи в сорбованому стані. За оцінками геологів, у всіх вугленосних районах світу запаси метану близькі до 500 трлн м³.

Метан міститься й у підземних водах. Кількість розчинених газів, у яких перевищуються всі розвідані запаси газу у традиційному вигляді. Так, наприклад, у пластових водах родовища Галф-Кост (США) розчинено 736 трлн м³ метану, тоді як запаси газу в чисто газових родовищах США становлять лише 4,7 трлн м³.

Родовища-гіганти. За рекомендацією А.А. Бакірова, залежно від запасів розрізняють родовища таких розмірів (нафта – у млн т, газ – у млрд м³):

Дрібні до	до 10
Середні	10 – 30
Великі	30 – 300
Гіганти	300 – 1000
Унікальні	понад 1000

На початку 1980 р. з 25 тис. нафтових родовищ частка гігантів складала лише 45 %, в яких зосереджено 65,3 млрд т нафти. Відомості про найбільші нафтові родовища світу наведено в табл. 1.7.

Як очевидно з табл. 1.7, найбільшим нафтовим родовищем світу є Гавар у Саудівській Аравії. Дещо поступається йому за запасами Великий Бурган у Кувейті. На третьому місці родовище Болівар у Венесуелі.

Таблиця 1.7

Унікальні нафтові родовища за кордоном

Регіон	Країна	Родовище, рік відкриття	Початкові доведені запаси, млрд т
Близький і Середній Схід	Ірак	Киркук (1957)	2,12
		Румейла(1953)	1,85
	Іран	Гечсаран (1928)	1,56
		Марун(1964)	1,47
Кувейт	Великий Бурган (1978)	9,13	
	Бурган(1938)	2,24	
Саудівська Аравія	Гавар (1948)	10,14	
	Сафанія(1951)	2,91	
Північна і Південна Америка	США	Прадхо-бей (1968)	1,40
	Венесуела	Лагунільяс (1926)	1,50
Болівар(1917)		4,30	
Африка	Алжир	Хассі-Месауд (1956)	1,42
	Лівія	Серіп(1961)	1,10

Більшість зарубіжних нафтових гігантів (29 із 44) знаходиться в країнах Близького та Середнього Сходу. В них зосереджено близько 50 млрд т доведених запасів нафти. В інших регіонах розподіл нафтових «монстрів» такий: Америка – 7 (9,2 млрд т), Африка – 6 (4,6), Азія та Океанія – 1 (0,5), Західна Європа – 1 (1 млрд т).

Відомості про найбільші газові родовища у країнах світу наведено в табл. 1.8.

Далі в порядку зменшення запасів слідують родовища Панхендл (США), Слохтерен (Нідерланди), Пазанун (Іран).

Таблиця 1.8

Унікальні газові родовища світу

Регіон	Країна	Родовище	Початкові доведені запаси, млрд м ³
Америка	США	Панхендл	2000
Африка	Алжир	Хассі Р'Мейль	1500 – 2300
Близький і Середній Схід	Іран	Пазанун	1400
Західна Європа	Нідерланди	Слохтерен	1800

Нафта і газ України. Щодо запасів нафти з газоконденсатом Україна займає четверте місце в Європі, поступаючись тільки Великобританії та Норвегії, але рівень річного видобутку значно нижчий, ніж у багатьох інших країнах.

Причини цього:

- родовища вичерпані чи перебувають на завершальній стадії розробки;
- невисокий коефіцієнт вилучення (нафтовіддачі, газовіддачі);
- морально та фізично застарілий фонд експлуатаційних установок;
- великі глибини залягання нафтогазоносних пластів;
- низький дебіт видобувних свердловин (1999 р. середньорічний дебіт однієї нафтової свердловини в Україні складав усього 1,14 тис. т, що на один – два порядки нижче, ніж в основних нафтовидобувних країнах Європи, і нижче середньосвітового показника більш ніж утричі).

На початку XXI ст. зріс світовий видобуток нафти та природного газу, який 2005 р. відповідно склав 3,5 млрд т та 3,1 трлн м³. Пік видобутку нафти й природного газу припав відповідно на 2010 і 2020 рр. Зростає і споживання ПЕС, структура котрої для України наведена в табл. 1.9.

Проблеми з видобутком вітчизняної нафти і природного газу аналогічні. Роль природного газу у господарстві України особливо важлива: частка газу в первинному споживанні енергії – майже 43 – 45 %, у два рази перевищує європейський (21 %) та світовий (25 %) рівні.

За обсягом споживання газу Україна займає п'яте місце у світі. Внутрішні потреби у природному газі власним видобутком задовольняються на 20 – 25 %, у нафті з газоконденсатом – на 10 – 12 %.

На початок 2011 року в Україні державним балансом враховано 385 родовищ вуглеводнів у трьох нафтогазоносних регіонах. Із них у Східному регіоні – 228, у Західному – 112, а у Південному – 45 родовищ. Початкові потенційні ресурси вуглеводнів держави складають близько 9,4 млрд т умовного палива.

Таблиця 1.9

Споживання паливно-енергетичної сировини галузями господарства України у 2000 році

Споживання	Одиниця виміру	У тому числі, %					
		Усього	промисловість	сільське господарство	будівництво	транспорт	житлово-комунальне господарство
Усі види палива	млн т у.п.	176,2	73,0	2,3	0,6	4,2	5,8
у тому числі:							
Вугілля	млн т	63,3	92,6	0,2	0,2	0,6	0,3
Вугілля брикет	тис. т	143,4	8,8	0,1	0,0	0,1	0,1
Газ природний	м ³	68,4	57,8	0,4	0,2	6,5	12,3
Газ скраплений	тис. т	188,6	4,7	0,6	0,7	4,8	16,9
Нафта і газоконденсат	млн т	9,4	99,7	0,0	0,3	0,0	0,0
Торф	тис. т	416,9	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0

Основною нафтогазоносною структурою є *Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область*, що відкрита у 1950-х роках із перспективною площею 78 тис. квадратних кілометрів.

Нафтові і газові поклади приурочені до нещільних зон порід кристалічного фундаменту і відкладів девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового і юрського віку, що містяться у теригенних і карбонатних породах. Нафтові родовища залягають переважно на глибинах до 4500 м, газові та газоконденсатні – до 5000 – 6000 м. Найбільші родовища газу – Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське (сумарні запаси перевищують 970 млрд м³). Найбільші нафтові родовища – Леляківське, Гнідницьке, Глинські-Розбишівське, які дали понад 80 % нафти Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції (рис. 1.1).

Карпатська нафтогазоносна область охоплює Передкарпаття, Українські Карпати і Закарпаття.

Більшість родовищ – у Передкарпатському прогині. Поклади нафти зосереджені у палеогенових, а газу – у верхньоярських, верхньокрейдових та міоценових відкладах. Глибина залягання нафтових родовищ – 500–4800 м,

газових – від 100 м до 500 м. Поклади вуглеводнів приурочені головним чином до піщаних, рідше – карбонатних товщ. Найбільші нафтові родовища – Волинське і Бориславське (рис. 1.2).

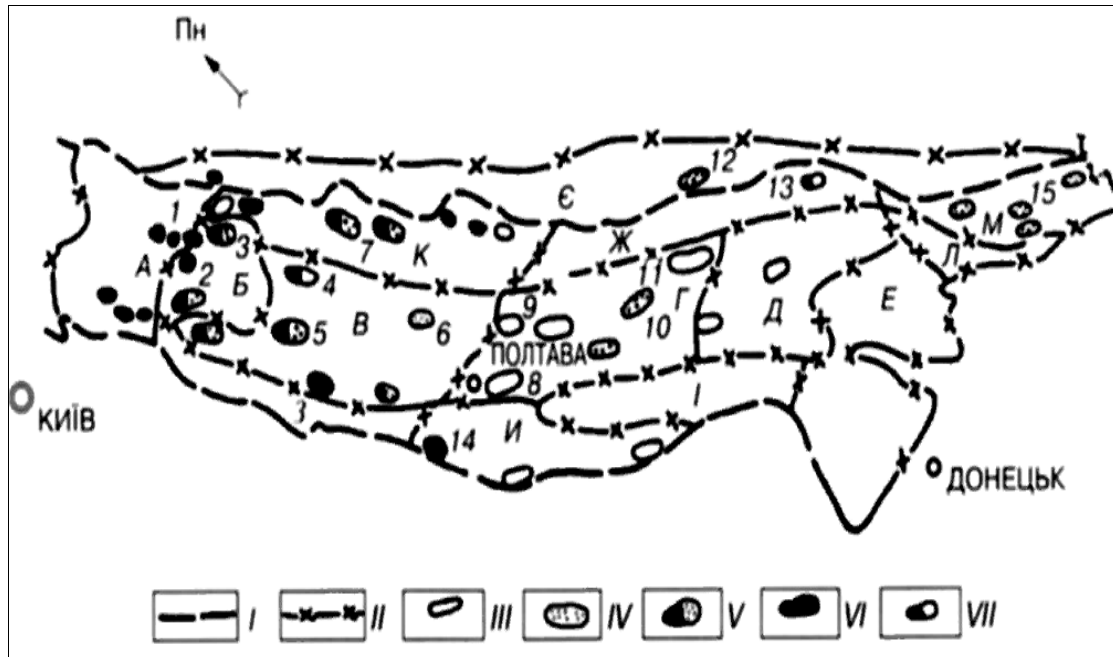


Рисунок 1.1 – Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької западини:

I – крайові розломи; II – межі нафтогазоносних районів; А – Монастирищенсько-Софіївський; Б – Срібненський; В – Глинсько-Солохівський; Г – Машівсько-Шебелинський; Д – Сіваківський; Е – Кальміус-Бахмутський; Є – Північного борту; Ж – Рябухінсько-Північногубівський; З – Антонівсько-Білоцерківський; И – Руденківсько-Пролетарський; І – Жовтнево-Лозівський; К – Анастасіївсько-Рибальський; Л – Лисичанський; М – Красноріцький; III-перспективні площі; IV – газові родовища; V – нафтогазові родовища; газонафтові родовища; VI – нафтові родовища; VII – газоконденсатні, нафтогазоконденсатні родовища; родовища (цифри на карті): 1 – Ярошівське; 2 – Леяківське; 3 – Талалаївське; 4 – Глинсько-Розбишівське; 5 – Яблунівське; 6 – Солохівське; 7 – Новотроїцьке; 8 – Машівське; 9 – Західнохрещищенське; 10 – Єфремівське; 11 – Шебелинське; 12 – Коробочкинське; 13 – Дружелюбівське; 14 – Зачетлівське; 15 – Ольхівське

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція охоплює Причорноморську западину з Кримським півостровом, а також акваторію Чорного і Азовського морів. Тут розвідано понад 60 родовищ нафти та газу. Промислові газові, газоконденсатні та нафтові поклади знаходяться у палеогенових і нижньокрейдових гірських породах на глибинах 100 – 4500 м. На шельфі Чорного моря родовища газу є вже на глибинах 300 – 750 м.

Найбільші газові родовища – Штормове, Фонтанівське, Голіцинське. Переважна більшість вуглеводневих родовищ пов'язана з зонами глибинних розломів (рис. 1.3).

Резерви для збільшення видобутку нафти і газу в Україні:

– залучення до розробки нових родовищ (із 261 родовища природного газу та 305 родовищ нафти з газоконденсатом експлуатують відповідно 145 та 201);

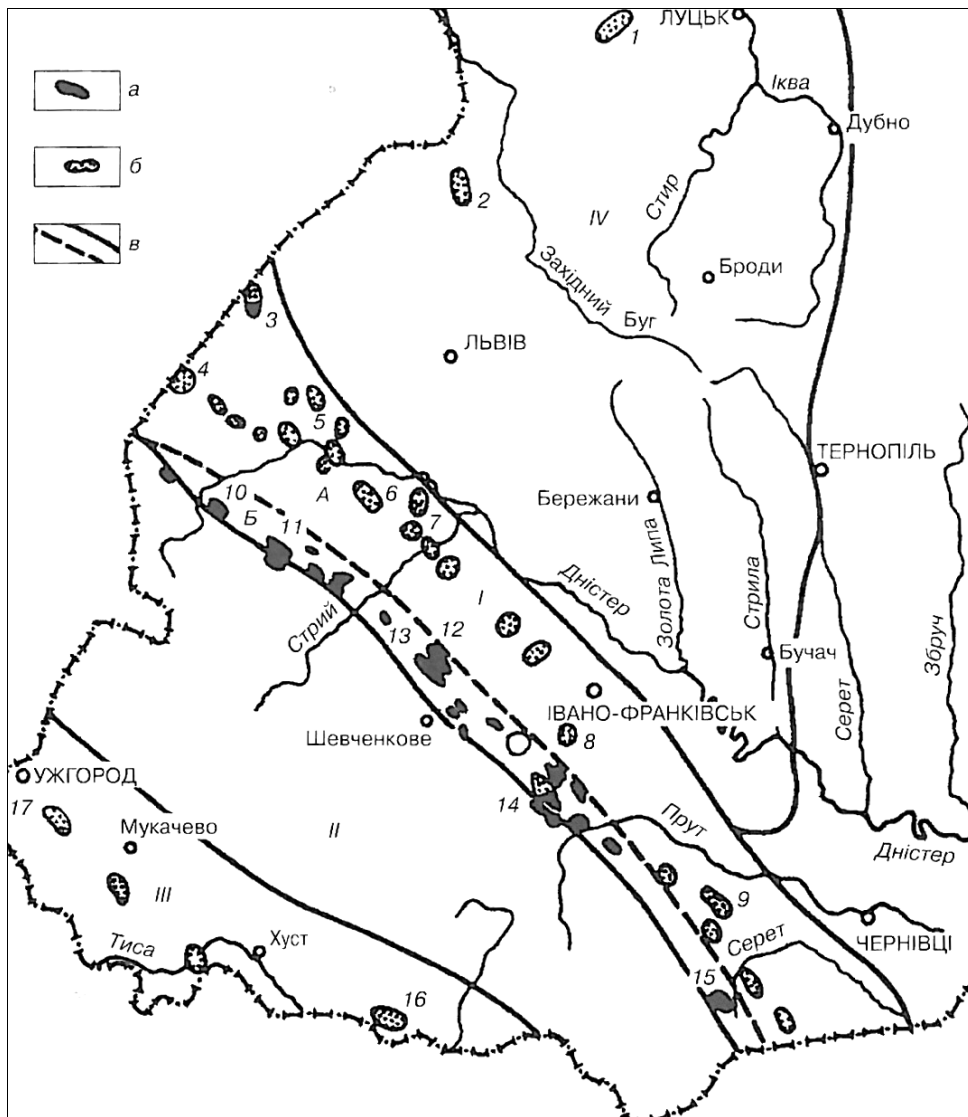


Рисунок 1.2 – Схема Волино-Карпатської нафтогазоносної провінції:

*Родовища: а – нафтові, б – газові; в – межі нафтогазоносних областей;
нафтогазоносні області: I – Передкарпатська; II – Складчастих Карпат;
III – Закарпатська; IV – Волино-Подільська*

– освоєння нових родовищ (у тому числі на шельфі Азовського та Чорного морів); близько 60 % початкових видобувних ресурсів ще не розвідано;

– підвищення вилучення нафти і газу шляхом направленою буріння у продуктивних горизонтах та із застосуванням методів примусового вилучення за допомогою різних реагентів;

– інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на нафту й газ і особливо пошуково-розвідувального глибокого буріння, яке в останнє десятиріччя різко скоротилося.

За рахунок упровадження в життя цих та інших заходів у найближчі 4 – 5 років планується забезпечити щорічний приріст видобутку нафти на 0,4 – 0,6 млн т і газу на 2 – 3 млрд м³. Усі заходи передбачено відповідними галузевими та державними програмами на період до 2010 року і більш далеку перспективу.

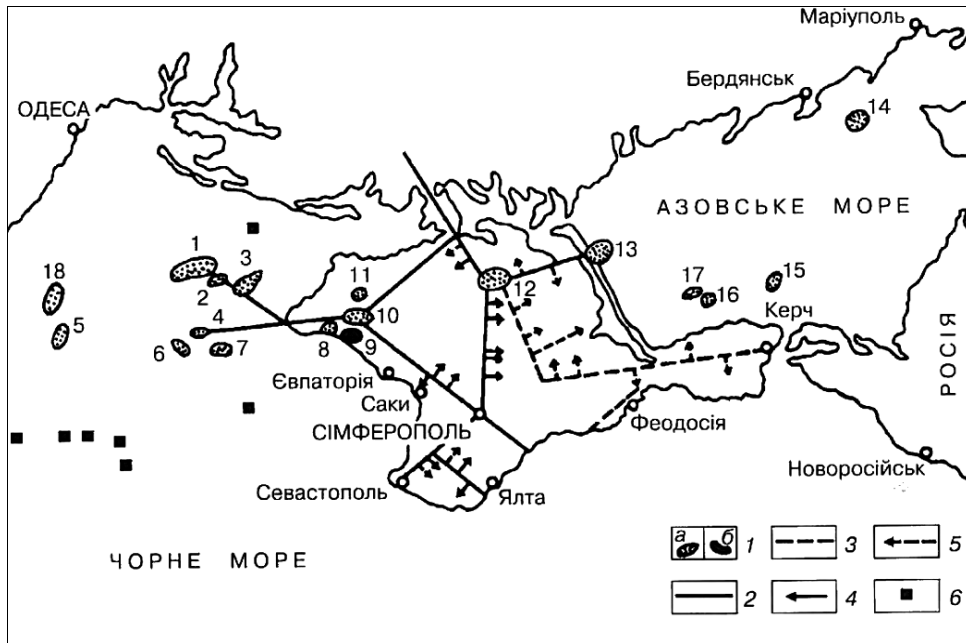


Рисунок 1.3 – Схема родовищ вуглеводнів у Криму та українській акваторії Чорного і Азовського морів:

1 – родовища газу(а) і нафти (б); 2 – діючі газопроводи; 3 – проєкtnі газопроводи; 4 – діючі газопроводи-відводи; 5 – проєкtnі газопроводи-відводи; 6 – виходи природного газу з дна моря

У майбутньому Україна може забезпечити себе газом самостійно. Розвідка родовищ природного газу ведеться у Чорному морі, в Полтавській, Чернігівській та Харківській областях, у Карпатському регіоні. На дні Чорного моря знайдено 20 – 25 трлн м³газогідратів.

ВУГІЛЛЯ. Біля трьох століть, з початку промислової революції в Європі, головним енергоносієм у світі було викопне вугілля. Обсяг світового вуглевидобутку в ХІХ ст. збільшився більш ніж у 50 разів і склав 750 млн т на рік. На початку ХХ ст. частка вугілля у світовому паливно-енергетичному балансі складала 94,4 %. Наприкінці 1960-х років ця частка скоротилася до 51 %, але вугілля все ще переважало сукупне використання інших енергоносіїв. Обсяги його видобутку і споживання збільшувалися протягом усього ХХ ст. (виняток складають роки Другої світової війни).

У другій половині ХХ ст. вугілля активно витісняється і заміщується менш рідким та газоподібним паливом, атомною й іншими видами енергії. Якщо 1900 року у структурі світового енергоспоживання нафта складала лише 3,8 %, то з 1970 р. вона зайняла першу позицію і 2000 р. її частка досягла 34,1 %, вугілля – 29,6 %, газу – 26,5 %. Нафта й газ наприкінці ХХ ст. стали геополітичним фактором світової економіки, що суттєво виявилось і на початку ХХІ ст.

За даними Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА), частка вугілля у продукуванні енергії 2005 р. склала 25,3 %, нафти – 35 %, природного газу – 20,7 %, ядерного палива – 6,3 %, гідроресурсів – 2,2 %. На вугілля припадає 40,3 % світового виробництва електроенергії (на природний газ – 19,7 %, гідроресурси – 16 %, ядерне паливо – 15,2 %, нафту – 6,6 %).

В історії вугільної промисловості Західної Європи ХХ ст., а саме у період 1960 – 1980 рр., почалося скорочення видобутку вугілля, закриття нерентабельних шахт. У першому десятилітті ХХІ ст. суттєво скоротився вуглевидобуток у Великобританії та Німеччині, а у Бельгії, Нідерландах, Франції його припинено, на межі цього знаходиться й Іспанія та ін. Але споживання вугілля в цих країнах практично не зменшилося. Скорочення його видобутку відбулося в багатьох країнах Східної Європи, зокрема, Польщі, Україні у 1990-х роках. Цей процес супроводжувався реструктуризацією вугільної промисловості із закриттям найменш продуктивних виробничих одиниць, особливо тих, де запаси вироблені.

Світовий видобуток вугілля 2000 р. порівняно з 1900 р. зріс у 6 разів і склав 4535,7 млн т, споживання вугілля за ХХ ст. виросло із 700 до 3670 млн т у.п.

Починаючи з 2001 р. спостерігається тенденція зростання видобутку і споживання вугілля у багатьох країнах, які належать до великих експортерів та споживачів вугілля, а також у світі у цілому. Світовий обсяг споживання вугілля 2005 р. склав 7475 млн т, що на 44 % вище ніж 2001 р. (5263 млн т). У Китаї за цей період споживання вугілля подвоїлося і досягло 2757 млн. т (проти 1383), у США – 1567 млн т (було 1060), в Індії – 611 млн т (проти 360) (рис. 1.4).

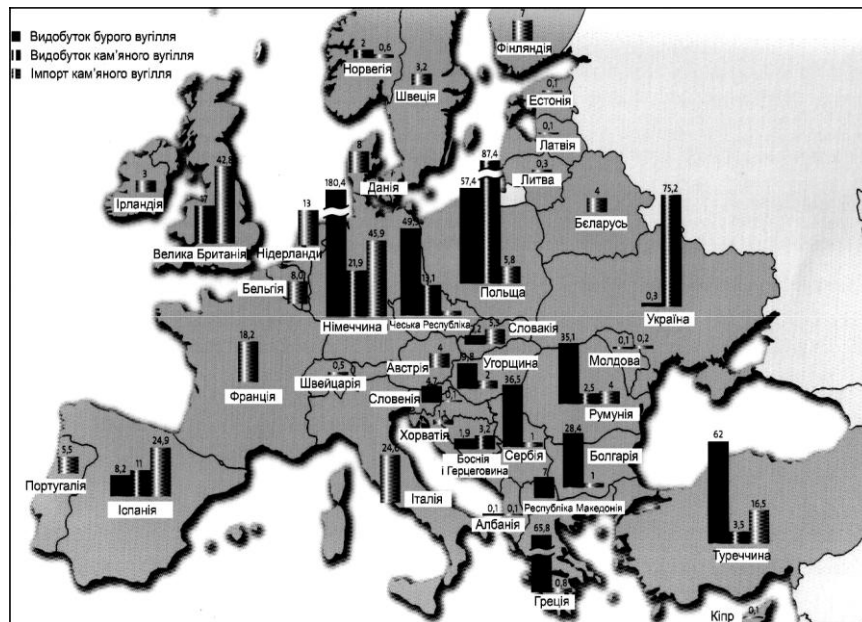


Рисунок 1.4 – Видобуток та імпорт вугілля у країнах Європи

Найбільш довгостроковим енергоносієм є викопне вугілля, світові запаси якого перевищують запаси інших горючих копалин: частка вугілля складає понад 80 %, нафти і газу – 17 %. Географічно ресурси викопного вугілля розповсюджені порівняно рівномірно у світі – вони розвідані більш ніж у 80 країнах. Ціна на вугілля нижча, ніж на альтернативні енергоносії, воно зручне для транспортування на далекі відстані. Органічна речовина викопного вугілля є сировиною для одержання великої кількості різноманітних хімічних продуктів, включно із синтетичними заміниками рідкого палива (мазути,

котельне і моторне паливо) та газу (газифікація вугілля). Вугілля є основою двох технологічних ланцюгів: «вугілля – кокс – метал» та «вугілля – теплові електростанції – електроенергія». Це свідчить про високу конкурентоспроможність вугілля і як палива, і як сировини для коксохімічної та хімічної промисловості. За прогнозами фахівців уже у наступні десятиліття очікується процес переорієнтації теплових електростанцій з природного газу на вугілля.

За даними компанії «Брітїш Петроліум», за сучасних обсягів видобутку достовірних запасів нафти вистачить на 41 рік, природного газу – на 65 років, вугілля – на 155 років; у США, де сконцентровано 27 % світових запасів вугілля, – на 240 років. У табл. 1.10 наведено 10 перших країн, які мають найбільші запаси вугілля.

Таблиця 1.10

Запаси кам'яного і бурого вугілля в країнах світу (2008 р.)

	Країна	Кам'яне вугілля, млн т	Буре вугілля, млн т	Усього, млн т	Відсоток від світових запасів, %	Забезпеченість запасами, роки
1	США	115891	134103	249994	25,4	252
2	Китай	62200	52300	114500	11,6	82
3	Індія	82396	2000	84396	8,6	235
4	Австралія	42550	39540	82090	8,3	243
5	Німеччина	23000	43000	66000	6,7	317
6	ПАР	49520	–	49520	5,0	221
7	Україна	16274	17879	34153	3,5	412
8	Казахстан	31000	3000	34000	3,5	464
9	Польща	20300	1860	22160	2,3	138

Вугілля в Україні. Вугілля є єдиним енергоносієм, розвідані запаси якого можуть забезпечити потреби енергетики і промисловості України у найближчі 300 років. При цьому, якщо в структурі світових запасів палива вугілля складає 67 %, нафта – 18 % і газ – 15 %, то в Україні відповідно – 94,5 %; 2 % і 3,6 %.

Вугільна промисловість України характеризується такими даними (рис.1.5). 1976 року обсяг видобутку вугілля в Україні дорівнював 218 млн т, 1978 р. – 210,8; 1985 р. – 189; 1988 р. – 192; 1990 р. – 164,8; 1995 р. – 82,3; 1996 р. – 71,6; 1997 р. – 75,7; 1998 р. – 76,2; 1999 р. – 80; 2000 р. – 80,3; 2001 р. – 84; 2007 р. – 75,5 млн т.

Шахтний фонд на травень 2008 р. складав 160 шахт, з них 140 – державні. 1991 р. нараховувалося 276 шахт.

Виробнича потужність українських шахт 2007 року становила 95 млн т вугілля на рік, 1991 р. – 193 млн т.

2007 року кількість діючих лав згідно даних Міністерства вугільної промисловості України становила 253, у т.ч. комплексно-механізованих – 143.

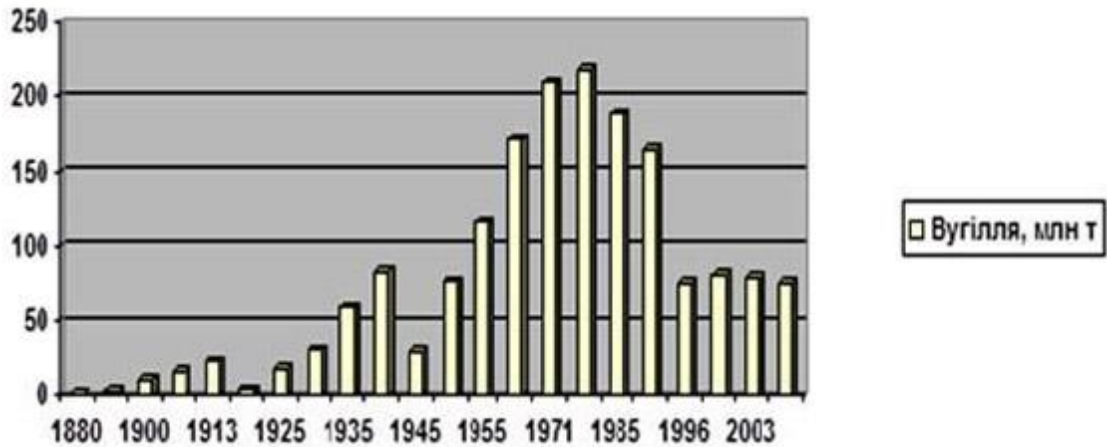


Рисунок 1.5 – Динаміка вуглевидобутку в Україні

Навантаження на очисний вибій: планове 790 – 740 т/добу (2006 – 2007 рр.).

Продуктивність праці робітника (2007) – 21,9 т/місяць. Середня глибина розробки вугільних пластів – понад 720 м. До 20 % шахт працюють на горизонтах 1000 – 1400 м.

Середня товщина вугільного пласта – близько 1 м. У Донбасі близько 85 % вугілля знаходиться в пластах потужністю до 1,2 м.

Залягання пластів: пологіе (65 %) і крутоспадне (35 %).

Людський потенціал вугільної галузі: за 1992 – 2008 роки чисельність працівників у галузі зменшилася на 640 тис. осіб (74% загальної кількості) й наприкінці 2008 р. склала близько 224 тис. осіб.

Фактори небезпеки українських вугільних шахт: 90 % шахт небезпечні за метаном, 60 % – за вибухами вугільного пилу; 45 % – за раптовими викидами; 22 % – за самозайманням вугілля. 2002 року коефіцієнт травмування складав на 1 млн т 26,7 осіб, коефіцієнт смертельного травматизму – 3,3. Кількість професійних захворювань – 56 тис. осіб. Крім того, для шахтного фонду характерне застаріле обладнання (99 шахт Донбасу були введені в експлуатацію у довоєнні часи, 80 % шахт працюють без реконструкції більш як 20 років).

Вугілля, яке видобувається в Україні, відрізняється низькою якістю: висока зольність, високий вміст сірки, натрію і хлору. Тому його попередньо переробляли на понад 50 вуглезбагачувальних фабриках (2008).

2007 року при виробництві 18,7 млн т доменного коксу використано 28,1 млн т вугільних концентратів, при цьому частка українського вугілля у шихті складала 66,5 %, а 33,5 % – імпортного вугілля. Згідно з планами виробництва чавуну в Україні очікується зростання потреби в коксі й збільшення його виробництва. Це обумовило підвищення потреби у вугільних концентратах для коксування – з 28 млн т 2007 року до 41 млн т 2015 року.

Продуктивність праці у вугільній промисловості України вдвічі нижча ніж у Польщі та Німеччині, у 15 разів нижча ніж у США. За досить схожих геологічних умов видобутку на одного працюючого в Україні (при семиденному робочому тижні) 1998 року вона склала 158 т, 270 т – 2001 року, а в Західній Європі – понад 500 т (при шестиденному робочому тижні). У

вуглепромислового районі Пенсільванія (США) продуктивність праці складає близько 500 т на місяць.

Вугільні поклади Донбасу й Львівсько-Волинського басейнів вміщують близько 1 трлн м³ метану. Щорічно шахти викидають з повітрям і газом дегазації шахт до 3 млрд м³ метану. За рахунок газів вугільних родовищ можна отримувати декілька мільярдів кубічних метрів метану.

Буре вугілля, родовища якого в основному зосереджені у Дніпровському вугільному басейні, а також на Донбасі, у Закарпатській, Харківській, Полтавській областях майже не розробляються. Вони пов'язані з палеоген-неогеновими відкладами. Головні родовища – Коростишівське (Житомирська обл.), Звенигородське (Черкаська обл.), Олександрівське (Кіровоградська обл.). Запаси бурого вугілля в Україні – до 3,0 млрд т.

УРАН. Використання ядерної енергії було започатковано в 50-ті роки ХХ ст. Зараз вона відіграє істотну роль у забезпеченні електроенергією провідні країни світу. В електроенергетиці України генеруюча потужність атомних електростанцій (АЕС) складає 24,5 %.

У критичні зимові періоди на частку АЕС припадає понад 40 % електроенергії, яка виробляється в Україні.

Частка виробленої електроенергії АЕС у загальному обсязі отриманої енергії в Україні склала: 1990 р. – 24,5 %; 1991 р. – 27,1%; 1992 р. – 28,4 %; 1993 р. – 32,9 %; 1994 р. – 34,2 %.

1997 року загальне споживання первинних ресурсів в Україні, включаючи атомну і гідроенергетику, а також моторне паливо, склало 209,6 млн т у.п., у тому числі котельно-грубого палива (вугілля, газ, мазут) 161,5 млн т у.п. У Франції понад 75 % електроенергії виробляється на АЕС, США – 20 %, Великобританії та Бельгії – близько 60 %, Фінляндії – 27 %. Запаси порівняно дешевого урану для АЕС на планеті дорівнюють приблизно 4 млн т, і вони можуть бути вичерпані, як і нафта, за 25 – 30 років. У США працює 103 АЕС та планується будівництво ще двох.

У світі атомну енергію виробляють понад 30 країн. Наприкінці першого десятиріччя ХХІ ст. у світі планується побудова від 300 до 600 нових атомних реакторів уже до 2025 р.

Продовжуються дослідження термоядерного синтезу. 2006 р. країни Євросоюзу, США, Японії, Південної Кореї узгодили будівництво експериментального міжнародного термоядерного реактора на півдні Франції із завершенням робіт до 2037 – 2040 рр.

Атомна енергетика в Україні. За наявності в Україні п'ятиатомних електростанцій потужністю 11800 МВт (на 01.01.2000) уран відіграє значну роль у забезпеченні країни електроенергією. Його частка у виробництві електроенергії порівняно з іншими енергоносіями, постійно зростає. Так, 2000 р. АЕС виробили 45,1 % електроенергії й майже зрівнялись із часткою ТЕС (рис. 1.6, табл. 1.11), на яких 19 млн кВт потужностей із 36 вимагають ремонту чи реконструкції.

Коефіцієнт корисної дії АЕС у 2,7 рази вищий ніж на гідроелектростанціях, і у 2,9 рази, ніж на теплових, а рентабельність роботи

«Енергоатом» України 2001 р. перевищує 100 %. Це свідчить про те, що атомна енергетика в Україні займає провідні позиції й надійної альтернативи їй поки що немає.

Розвіданими запасами урану Україна забезпечена на багато десятиліть. Після того як буде остаточно вирішене питання з налагодженням власного виробництва тепловидільних елементів (ТВЕЛів), а вирішення його знаходиться у практичній площині, Україна може бути незалежною від зовнішніх факторів у виробництві принаймні половини річного обсягу електроенергії за рахунок АЕС.

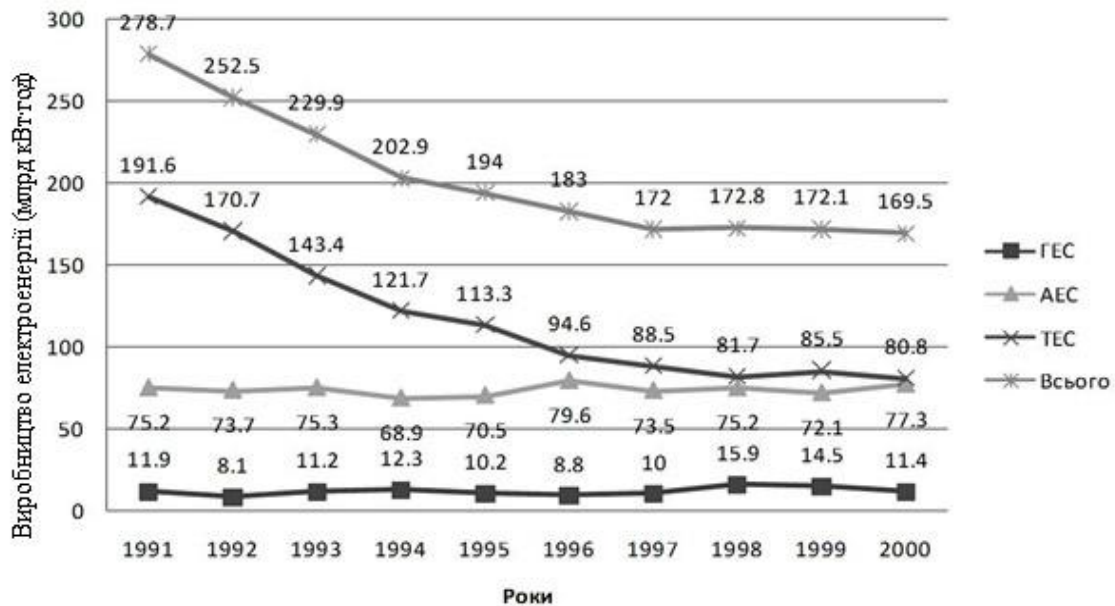


Рисунок 1.6 – Виробництво електроенергії в Україні за видами енергоносіїв (млрд кВт·год)

ГОРЮЧІ СЛАНЦІ. Значні запаси горючих сланців (3,7 млрд т) відкриті у Болтишській западині на межі Кіровоградської і Черкаської областей, де вони приурочені до палеогенових відкладів. Вміст креогену в них 30 – 40 %, вихід смол 10 – 20 %. Поклади цього виду корисних копалин виявлено також у Дніпровсько-Донецькій западині, на Волино-Подільській плиті, в Карпатах і Кримських горах. Важливість горючих сланців для України зростає у зв'язку з технологічними можливостями промислового вилучення з них природного газу.

ТОРФ. В Україні є понад 2500 родовищ торфу, запаси якого оцінюють у 2,2 млрд т. Поклади його зосереджені у Поліссі – Волинській, Рівненській, Київській, Чернігівській, а також у Львівській областях. Промислова розробка торфу в нашій державі постійно знижується.

ГАЗОГІДРАТИ. Великим джерелом метану можуть стати газогідрати – його з'єднання з водою. Найчастіше це снігоподібні виділення в пустотах мулів, неправильні дрібні крапління в напіврідких мулах, дрібна друза кристалів, лепешковидні утворення, біляві афанітові прошарки потужністю до декількох сантиметрів.

В одному кубометрі газогідрату міститься близько 200 м³ газу.

Виробництво електроенергії в Україні

Виробництво електроенергії	Усього електростанцій		У тому числі					
			гідроелектростанції		теплові електростанції		атомні електростанції	
	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год	Потужність, млн кВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт·год
Усього	52,8	169,5	4,7	11,4	36,3	80,8	11,8	77,3
млрд кВт/год на 1 млн потужності електростанцій	1,0	3,21	1,0	2,43	1	2,23	1,0	6,55

Поклади газогідратів зустрічаються в опадах глибоководних акваторій та в надрах суші з потужною вічною мерзлотою (наприклад, за Полярним кругом, біля узбережжя Аляски, берегів Мексики та Північної Америки).

Як вважають науковці, 9/10 площі Світового океану зберігають газогідрати. Якщо це припущення підтвердиться, газогідрати можуть стати невичерпним джерелом вуглеводневої сировини.

Переважна частина газових гігантів концентрується на території країн Євразії (11 з 22). За оцінками фахівців родовища містять близько 12 трлн м³. В інших регіонах розподіл газових родовищ-гігантів такий: Америка – 3 (2,7 трлн м³), Західна Європа – 3 (2,3 трлн м³), Азія та Океанія, а також Близький та Середній Схід – 3 (близько 2 трлн м³).

Розміри і форми покладів повною мірою не з'ясовані. Більш того, низка компаній вважає, що газогідрати в морських опадах знаходяться в розсіяній формі та промислового інтересу не мають. Тим не менш, у багатьох країнах програми вивчення газогідратів метану носять пріоритетний характер поряд з ядерними і космічними дослідженнями (США, Японія, Канада, Індія, Південна Корея, Німеччина). У США роботи з газогідратів отримали законодавче оформлення: 1999 р. Конгрес США прийняв «Акт про широкомасштабні пошуки і розробку гідратів на суші і в морі». 2001 року сенат США виділив на ці дослідження 42 млн дол.

У Світі лідерами з видобутку газогідратів є Японія та Китай.

Газогідрати України. Метан у вигляді газогідратів вперше виявлений в акваторії Чорного моря А.Г. Єфремовою і Б.П. Жижченко. В ході подальших досліджень вони були зустрінуті в 10 – 12 точках глибоководної западини Чорного моря. Зовнішній вигляд газових гідратів Чорного моря, піднятих донними снарядами, досить різноманітний.

У межах континентального Схилу і глибоководного ложа чорноморської западини існують необхідні умови для акумуляції природних вуглеводнів у

твердому (газогідратному) та вільному (газоподібному) стані: досить низька температура води, необхідні умови, чергування у розрізі пористих та глинистих покладів, регіональна газонасність акваторії.

Геологічні зони розвитку газогідратів часто пов'язані з розвитком керамічних діапирів, ускладнених грязьовими вулканами. Уламки й окремі включення газогідратів часто знаходять у викиді грязьових вулканів. Потужність покладів газогідратів досягає 400 – 500 м, у рідкісних випадках – до 1000 м. Підпокладами газогідрати, зазвичай, накопичують підгідратний газ. Вважається, що об'єми підгідратного газу величезні, а його запаси перевищують запаси газу у власних газогідратних покладах.

Для України особливий інтерес становлять родовища газогідратів, виявлені у 90-х роках минулого століття в акваторії Чорного моря в 40 км на Південь від міста Ялта. За результатами сейсмічних і геоакустичних зйомок у Чорному морі виділено аномалії (типу BSR, VAMP'S), які свідчать про наявність газогідратів (рис. 1.7)

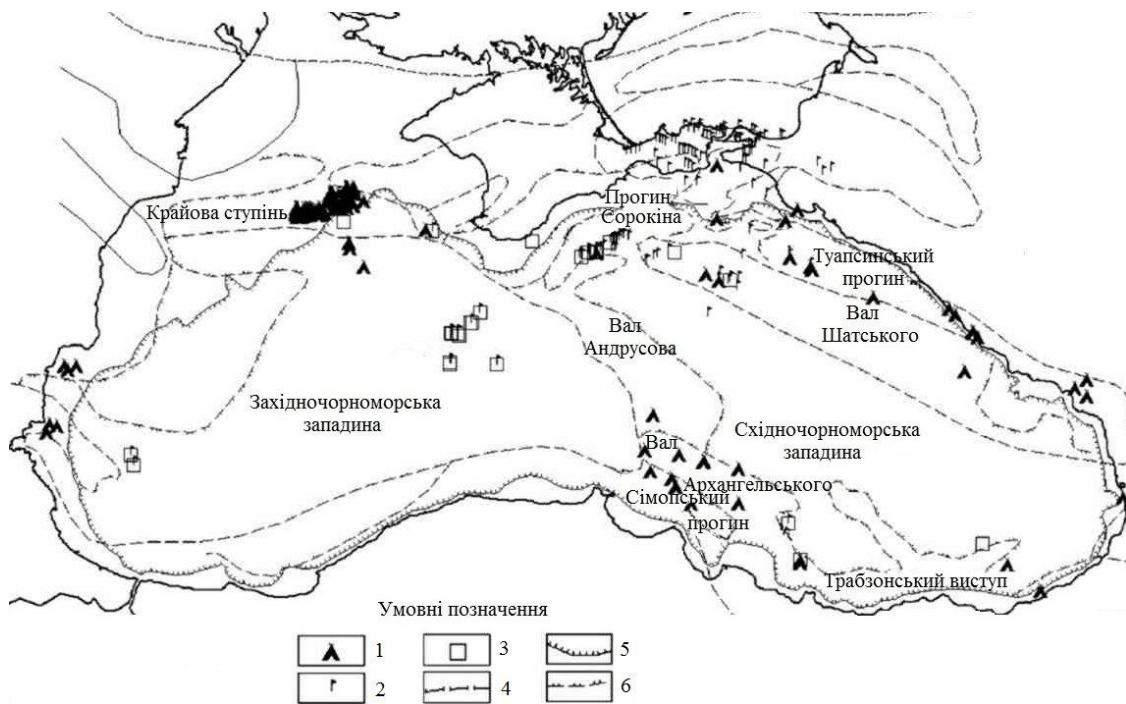


Рисунок 1.7 – Оглядова схема поширення підводних грязьових вулканів, газових і нафтових виходів, а також газових гідратів на дні Чорного моря (за Л.Б. Мейснером та Т.Н. Мейснер):

1 – виходи нафти і газу; 2 – грязьові вулкани; 3 – поклади газогідратів; 4 – південна межа давньої платформи; 5 – бровка шельфу; 6 – межі структур

Найбільш вивченим до цього часу на акваторії Чорного моря є газогідратний поклад у районі грязьового вулкана Двуреченський – одного з групи грязьових вулканів (вулкани Одеса, Ялта, Севастополь), розташованих у глибоководній області чорноморської западини. Характерною особливістю вулканів є наявність потужних газових факелів, грязьових вулканів і покладів газових гідратів (рис. 1.8).

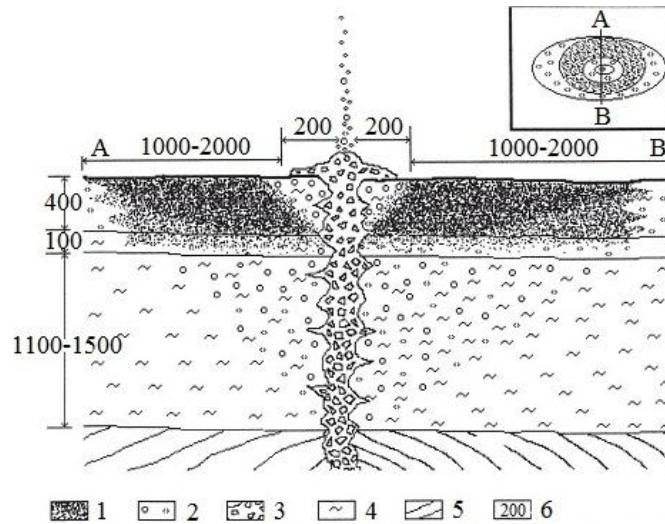


Рисунок 1.8 – Гіпотетична модель покладу газогідратів грязьового вулкана Двуреченський:

1 – мули, які насичені газогідратами; 2 – підгідратний газовий поклад; 3 – сопоква брекція; 4 – мули; 5 – складки корінних порід; 6 – відстань, м

Газові факели (рис. 1.9) приурочені до кальдер грязьового вулкана. Діаметр кожного з факелів до 400 м. Піднімається на висоту 850 м над рівнем дна, при глибині моря 2000 м. Грязьовий вулкан Двуреченський належить до пульсуючих вулканів. Поклади, насичені газогідратом, знаходяться у радіусі сотень метрів від устя.

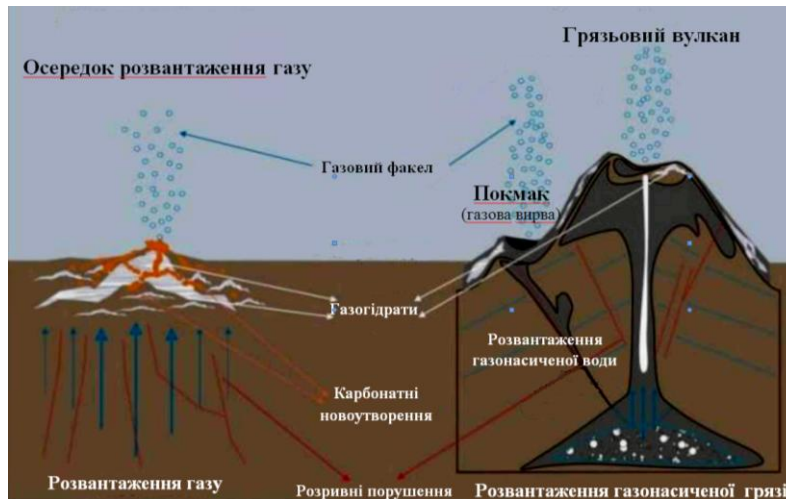


Рисунок 1.9 – Види грязьовулканічних відкладень

Понад 60 грязьових вулканів задокументовано до цього часу в Чорному морі, в основному в центральній його частині та у Сорокінському прогоні на глибині понад 1500 м. Майже у всіх грязьових вулканах виявлена ознака активності (наявність газогідратів у донних відкладах, підвищення значення концентрації вуглеводнів і потоку тепла).

За даними А.Ю. Глебова та Р.П. Круглякової, газогідрати, підняті з глибоководної частини Чорного моря на південь від Ялти, містять у середньому 95 % метану і 4 % етану.

2 ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ ГЕОЛОГІЇ

2.1 ВІК ЗЕМНОЇ КОРИ

Геохронологія (грецьк. *гео* – Земля, *хронос* – час, *логос* – наука) – наука про вік, тривалість і послідовність формування гірських порід, що утворюють земну кору. На її основі геологічний час поділено на окремі частини, визначено геологічні етапи в історії Землі та її органічного світу, розроблено геохронологічну шкалу. Розрізняють відносну та абсолютну (ядерну, ізотопну) геохронологію.

Відносна геохронологія. Геохронологічна шкала

Відносна геохронологія визначає відносний вік осадових, метаморфічних і вулканічних порід на основі принципу послідовності нашарування (т. зв. *закон послідовності нашарування* датського дослідника Н. Стено, 1669), згідно з яким кожний пласт, що залягає вище, є молодшим за той, що знаходиться під ним. Одночасність утворення порід встановлюється за співвідношенням із товщами шаруватих гірських порід. Основою шкали відносного геологічного часу – *геохронологічної шкали* – стала загальна стратиграфічна шкала, яку було розроблено внаслідок багаторічної практики європейських геологів у другій половині XIX ст. У першому варіанті її було запропоновано і прийнято на Міжнародному геологічному конгресі 1881 р. Ця шкала неодноразово доповнювалася і змінювалася аж до сьогодні. Сучасний варіант її наведено у табл. 2.1. Кожному геохронологічному підрозділу відповідає підрозділ стратиграфічний – речовинний вираз частки геологічного часу. Стратиграфічні підрозділи об'єднуються в *стратиграфічну шкалу*, що відбиває послідовність нагромадження осадових, вулканічних та метаморфічних утворень [1].

Згідно з прийнятим геохронологічним розподілом, геологічний час поділяється на два нерівнозначні *еони* (лат. *aeon* – довготривалий період часу) – криптозой та фанерозой. *Криптозой* (грецьк. *криптос* – захований, таємний, *зоє* – життя) охоплює проміжок геологічного часу в 3 млрд років. Протягом нього сформувалися *базальтова* та *гранітна* оболонки земної кори. Органічні решітки у породах криптозою (за винятком верхніх його товщ) відсутні. До *фанерозою* (грецьк. *фанерос* – явний) відносять верхні товщі земної кори, що характеризуються достовірними органічними решітками. Вони поділяються на *ери*. Дві перших – *архейська* та *протерозойська* – входять до складу *криптозою*, а три інших – *палеозойська*, *мезозойська* та *кайнозойська* – до складу *фанерозою*.

Ерам відповідають одиниці стратиграфічної шкали – *ератеми* або *групи*, які мають назви ер (архейська, протерозойська, палеозойська, мезозойська, кайнозойська ератеми). Архейська і протерозойська ератеми через недостатню вивченість відкладів не мають загальноприйнятих стратиграфічних підрозділів (окрім місцевих), тому їх часто виділяють як *докембрій*. Ери фанерозою, завдяки достатній вивченості відкладів, поділяються на 12 періодів, у складі яких виділяють 33 епохи.

Геохронологічна шкала

Еон	Ера (ератема, група)	Період (система)	Епоха (відділ)	Поча- ток, млн р. тому	Трива- лість, млн р.
1	2	3	4	5	6
Фанеро- зойський	Кайнозойська (KZ)	Четвертин- ний (Q)	Сучасна	0,7	
			Пізня (верхній)	(1,8)	
			Середня (середній)		
			Рання (нижній)		
		Неогеновий (N)	Пліоцен	25±2	25
			Міоцен		
		Палеогено- вий (P)	Олігоцен (верхній)	66±3	41
			Еоцен (середній)		
			Палеоцен (нижній)		
		Мезозойська (MZ)	Крейдовий (K)	Пізня (верхній)	132±5
	Рання (нижній)				
	Юрський (J)		Пізня (верхній)	185±5	53
			Середня (середній)		
			Рання (нижній)		
	Триасовий (T)		Пізня (верхній)	235±10	50
		Середня (середній)			
		Рання (нижній)			
	Палеозойська (PZ)	Пермський (P)	Пізня (верхній)	280±10	45
			Рання (нижній)		
		Кам'яно- вугільний (C)	Пізня (верхній)	345±10	65
Середня (середній)					
Девонський (D)	Середня (середній)	410±10	55		
	Рання (нижній)				
	Рання (нижній)				

1	2	3	4	5	6
		Силурій- ський (S)	Пізня (верхній)	435±10	30
			Рання (нижній)		
		Ордовик- ський (O)	Пізня (верхній)	490±15	65
			Середня (середній)		
			Рання (нижній)		
		Кембрій- ський (Є)	Пізня (верхній)	570±20	80
			Середня (середній)		
			Рання (нижній)		
		Крипто- зойський (докемб- рійський), тривав понад 3 млрд р.	Протерозойська (PR), понад 2 млрд р.	Венд	
Рифей				1650 – 2600	1100 – 950
Архейська, (AR) понад 1 млрд р.			Має лише місцеві підрозділи	понад 3500	понад 1000

Для скороченого позначення геохронологічних підрозділів застосовують індекси. Ери та ератеми позначаються двома великими літерами (архей – AR), періоди і системи – однією (Перм – P), епоха або відділ позначаються цифрою в основі літери (K₂ – верхня крейда). Позначками віку, що прийняті у геохронологічній шкалі, широко користуються у геологічній практиці при складанні геологічних карт, розрізів та інших геологічних документів. Для зручності читання застосовуються кольори, в які фарбують виходи на земну поверхню гірських порід того або іншого стратиграфічного підрозділу. Наприклад, відклади юрського віку фарбують у блакитний колір, палеогенового – в оранжевий, карбону – в сірий, перми – у коричневий, архею – у червоний і т. ін.

Для стратиграфічного розчленування товщі гірських порід за віком у геології використовують палеонтологічні методи досліджень, що ґрунтуються на вивченні викопних решток організмів і рослин (відносна геохронологія). До недавнього часу це був єдиний спосіб визначення віку гірських порід.

Абсолютна геохронологія

З розвитком науки і, передусім, ядерної фізики з'явилися нові можливості точнішого датування часу утворення мінералів та гірських порід. Йдеться про ядерні або ізотопні методи визначення їхнього віку, які дістали назву абсолютної геохронології.

Абсолютна або ядерна (ізотопна), геохронологія встановлює вік гірських порід (головним чином метаморфічних і магматичних), а також руд та мінералів одиницях астрономічного часу (млн років). Ґрунтується вона на явищі радіоактивного розпаду хімічних елементів за умови, що швидкість його протягом усього часу існування Землі залишалася постійною, специфічною для кожного

елемента. Вимірювання віку проводиться за вмістом у породах та мінералах материнських і дочірніх продуктів радіоактивного розпаду. Вік породи t вираховують за формулою:

$$t = \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{D}{M} + 1 \right), \quad (2.1)$$

де λ – константа розпаду; D – число атомів нерадіоактивної речовини, що виникла за час розпаду t ; M – число атомів радіоактивного елемента у цей момент.

Для визначення віку використовуються такі методи ядерної геохронології: свинцевий (уран – торій – свинцевий), калій – аргоновий, рубідій – стронцієвий, які застосовують головним чином для визначення віку докембрійських і фанерозойських порід. Вік найновіших геологічних утворень (верхньопліоценових та четвертинних) визначається радіовуглецевим, ураноіонієвим, термолюмінісцентним, фторовим та іншими методами.

Справжній вік порід можна встановити, одночасно застосовуючи незалежні радіометричні методи досліджень.

Геологічна історія земної кори

Докембрій. Докембрійська історія характеризує початкову стадію геологічного розвитку Землі. Це найдовша і мало вивчена стадія, що продовжувалася більше трьох млрд років. Докембрій охоплює *архейську* та *протерозойську* ери. Докембрійські породи здебільшого закриті молодшими відкладами. Представлені вони переважно породами *магматичного* та *метаморфічного* походження – гранітами, гнейсами, сланцями, кварцитами та амфіболами. Метаморфічні породи на 3/4 складаються з первинноосадкових порід і порівняно з магматичними ширше розповсюджені у верхній частині літосфери. З осадкових порід у верхніх товщах докембрію розповсюджені конгломерати, пісковики, кристалічні вапняки, доломіти. У слабкометаморфізованих породах нижнього протерозою та рифею іноді зустрічаються рештки форамініфер, кишковопорожнинних, синьо-зелених водоростей та інших організмів.

Високорозвинений органічний світ протерозою вказує, що життя на Землі з'явилося в археї або ще раніше. Наявність серед докембрійських утворень інтрузій магматичних порід і лав свідчить про прояви інтенсивного магматизму. Докембрійські породи звичайно зім'яті у складки і розірвані тріщинами. Рухи земної кори, що неодноразово повторювалися, зробили будову земної кори складною. До кінця докембрію у межах окремих літосферних плит були сформовані Східноєвропейська, Північноазійська (Сибірська), Південноазійська (Китайська), Північноамериканська (Канадська), Індостанська, Австралійська, Африканська, Південноамериканська та Східноантарктична платформи, які були об'єднані в один суперконтинент Гондвану. У докембрійських породах зосереджено 70 % запасів хрому, 70 % – заліза, 70 % – нікелю, 90 % – золота і кобальту, 50 % – урану.

Палеозой. Його тривалість близько 340 млн років. Різниця у фауні, петрографічному складі порід та інші ознаки дозволили поділити палеозойську групу порід на шість стратиграфічних систем: *кембрійську*, *ордовікську*,

силурійську, девонську, кам'яновугільну й пермську. За палеозойської ери (грецьк. *палеос* – давній) на Землі відбувалися величезні зміни. Змінилися рельєф, клімат і органічний світ. Паралельно з розвитком морських організмів (рис. 2.1) на суші з'явилися наземні тварини – спочатку земноводні, а потім плазуни. У рослинному світі на початку палеозою з'явилися плаунові, членистостебелові, папоротники, які наприкінці ери досягли свого розквіту і стали вихідним матеріалом для утворення чисельних родовищ вугілля (Донецький та Львівсько-Волинський вугільні басейни України).

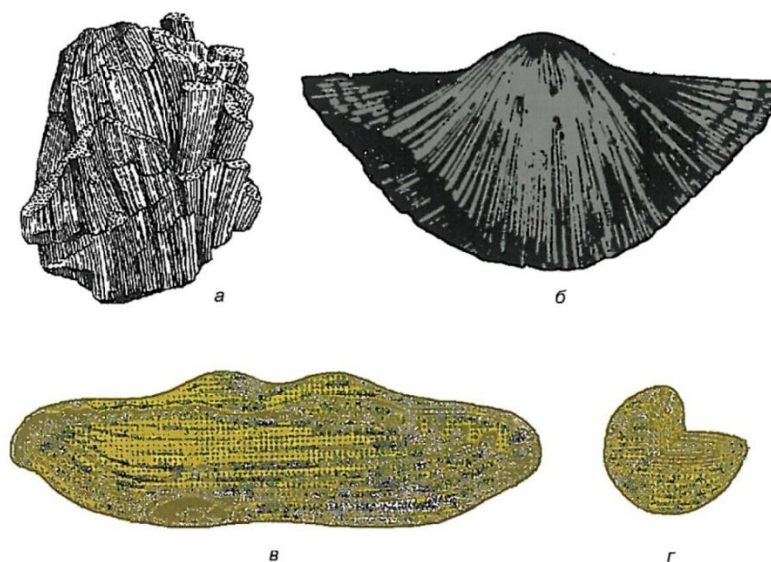


Рисунок 2.1 – Основні викопні раковини молюсків карбону:
a – *Chaetetes*; *б* – *Productus giganteus*; *в* – *Fusulina*; *г* – *Schwagerin*

Зміни рельєфу були спричинені тектонічними рухами земної кори. Гороутворюючі (орогенні) процеси раннього палеозою сприяли утворенню гір Ісландії, Великої Британії, Скандинавії, Казахстану та інших, а середини – кінця палеозою – формуванню гірських споруд Уралу, південного Тянь-Шаню, Алтаю, Західного Сибіру, Донбасу, Апалачів, Австралійських Кордильєрів та інших. З часом деякі з них були зруйновані геологічними процесами (гори Донбасу, Західного Сибіру, Південного Уралу, Казахстану). Коливальні рухи земної кори спричиняли багаторазові здіймання та занурення докембрійських платформ і зміщення берегової лінії моря.

Зміни у співвідношенні суші й моря мали серйозний вплив на клімат палеозою. У карбоні на більшості платформ Північної півкулі клімат був теплим та вологим, а у пермі – сухим та спекотним. Про це свідчать численні родовища вугілля, відкриті у верхньопалеозойських відкладах. У південній півкулі у цей час клімат був дуже холодним. Тут існувало декілька центрів зледеніння. Моренні відклади, що підтверджують розповсюдження льодовиків, виявлено у північних районах Африки, Південної Америки, Австралії.

З палеозойськими породами пов'язана більшість нафтогазових родовищ України, Сибіру, Поволжя, Білорусі, вугілля Донбасу, Кузбасу, Сілезії, а також родовищ чорних, кольорових, рідкісних і благородних металів, солей, фосфоритів, бокситів та інших корисних копалин.

Мезозой. Мезозойська ера (грецьк. *мезос* – середній) продовжувалася понад 170 млн років. За органічними рештками її породи поділяються на три системи – *тріасову, юрську і крейдову.*

На початку ери багато з палеозойських тварин і рослин (трилобіти, голчатошкірі, корали та інші) вимерли, й на зміну їм прийшли головоногі та двостворчасті молюски, мезозойські ящури, птахи, а із рослин – голонасінні. З'явилися нові, невідомі раніше, представники голчатошкірих, форамініфер, риб, червононогих молюсків. На суші й у воді мешкали плазуни, а у повітрі літали птахи (рис. 2.2). Лісові масиви мезозойських континентів склалися переважно з голонасінних рослин, а у крейдянному періоді до них приєдналися і покритонасінні.

Орогенічні процеси у мезозої розвивалися в області Тихоокеанського кільця, що завершилися утворенням хребтів і цілих гірських систем на території Азії, а також Скелястих гір у Північній Америці, гір Східного Китаю та Індокитаю.

На початку мезозою відбувся розподіл Гондвани на п'ять частин: Австралійську, Індостанську, Африканську, Бразильську й Антарктичну. В північній півкулі у цей час відокремилися північна Америка та Євразія. Одночасно було закладено велетенські западини Індійського, Атлантичного та Північного Льодовитого океанів.

Клімат на початку мезозою у Північній півкулі залишався теплим і вологим, про що свідчать вугленосні відклади у багатьох регіонах (Сибірська платформа, Індокитай), родовища нафти й газу (Західний Сибір, п-в Мангішлак) та ін.

В Україні з мезозойськими відкладами пов'язані деякі нафтогазові родовища, родовища фосфоритів, крейди, доломіту, глин, пісків та інших корисних копалин.

Кайнозой. Кайнозойська ера (грецьк. *кайнос* – новий) продовжується останні 67 млн років. Кайнозойська група порід поділяється на три системи: *палеогенову, неогенову та четвертинну.* Відклади цих систем, що вкривають як дно сучасних морів та океанів, так і континенти, містять безліч органічних решток. Органічний світ кайнозою характеризується появою нових форм тварин і рослин з одночасним збільшенням кількості видів. У кайнозойських морях широкого розповсюдження набувають двостворчасті та червононогі молюски, риби, найпростіші організми. На суші місце майже повністю вимерлих плазунів займають ссавці. У палеогені та неогені серед ссавців з'являються хоботні (мамонти), конеподібні, гризуни, а в кінці неогену – людиноподібні мавпи. Наймолодший, четвертинний, період, який нараховує близько мільйона років, позначився появою людини.

Рослинний світ кайнозою характеризується розквітом покритонасінних рослин. Але поряд із ними розвиваються і голонасінні, папоротники, мохи.

У кайнозої були сформовані такі гірські споруди, як Альпи, Балкани, Карпати, Кавказ, Памір, Алтай, Гімалаї, Анди. Про продовження ендегенних тектонічних процесів свідчить сучасний вулканізм, землетруси та брилові підняття.

Тектонічні рухи, наприклад, зумовили утворення рифтових систем (проваль по розломах), на місці яких утворились озера та внутрішні моря (африканські озера Ківу, Танганьїка, сибірське озеро Байкал, Червоне море та ін.).



Рисунок 2.2 – Представники тваринного світу мезозойської ери:
а – Corythosaurus; б – Alamosaurus; в – Triceratops; г – Tyrannosaurus;
д – Ornitomimus; е – Pachycephalosaurus

У кінці кайнозою відбулися кліматичні зміни у Північній півкулі. В неогені почалося похолодання, що охопило у четвертинному періоді північні райони Європи, Азії, Північної Америки. Почалося зледеніння цих областей. Центрами були Канадський щит, Гренландія, Нова Земля, Скандинавські гори, Полярний Урал. Потепління у кінці пізньочетвертинної та на початку сучасної епохи викликало танення льодовиків і поступове формування сучасних кліматичних умов. Льодовики залишили не тільки величезну кількість уламків (морени) у вигляді брил, гравію, піску, строкатих глин та суглинків, а й льодовикові озера (Шацькі озера на Волині, Україна та ін.).

2.2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

Територіально Україна розташована у південно-західній частині Східноєвропейської платформи. Вона оточена гірськими спорудами, які є частиною Середземноморської альпійської складчастої області. У будові платформи беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку, що утворюють три структурних поверхи: докембрійський, палеозойський та мезокайнозойський.

На платформній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронезька антекліза; Дніпровсько-Донецька западина; Донецька складчаста споруда; Причорноморська, Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи та Криму; шельф Чорного та Азовського морів (рис. 2.3).



Умовні позначення

- | | |
|--|------------------------------|
| ① - Український кристалічний щит; | ⑧ - Волино-Подільська плита; |
| ② - Схили Воронезького кристалічного масиву; | ⑨ - Скіфська плита; |
| ③ - Дніпровсько - Донецька западина; | ⑩ - Передкарпатський прогин; |
| ④ - Донецька складчаста споруда; | ⑪ - Карпатські гори; |
| ⑤ - Причорноморська западина; | ⑫ - Гірський масив Добруджи; |
| ⑥ - Львівська западина; | ⑬ - Кримські гори |
| ⑦ - Закарпатська западина; | |

Рисунок 2.3 – Схема геологічної будови України

Український кристалічний щит і Воронезька антекліза

Український кристалічний щит займає центральну частину України. Він складений сильно дислокованими магматичними, метаморфічними і метасоматичними комплексами архею й нижнього протерозою. Найдавніші породи датуються 3,6 млрд років тому.

Український кристалічний щит – брилове підняття кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, що в межах України простягається вздовж середньої течії Дніпра смугою довжиною понад 1000 км і шириною близько 250 км. Це найдавніша докембрійська споруда, яка сформувалася понад 3,7 млрд років тому. Обмежений Дніпровсько-Донецьким і Прип'ятським палеорифтами на заході та півночі щит похило занурюється в південному напрямку, де перекривається платформним чохлам палеозойських, мезозойських та кайнозойських відкладів.

У будові щита із заходу на схід виділяється п'ять великих меридіанних блоків (зон): Волино-Подільський, Білоцерківсько-Уманський, Кіровоградський, Придніпровський і Приазовський. Їх розділяють зони *глибинних розломів* – Оріхово-Павлоградська, Тальновська, Криворізька та інші, які були закладені в пізньому архейі та активно розвивалися у протерозої. Український кристалічний щит на 85 – 90 % утворений *метаморфічними* гірськими породами (мігматитами, гнейсами, гранітогнейсами, кристалічними сланцями тощо) та на 10 – 15 % *магматичними* гірськими породами (гранітоїдами, габро, діабазами та ін.) архейського і протерозойського віку. В центральній частині вони виходять на денну поверхню або перекриті незначною товщею *осадових* порід, а на бортах щита занурюються під відклади Дніпровсько-Донецької та Причорноморської западин.

Український кристалічний щит вирізняється високою рудопродуктивністю. З *гірськими породами* різного віку тут пов'язані такі корисні копалини, як залізні та уранові руди, руди рідкісних і благородних металів, будівельні матеріали, дорогоцінне каміння, мінеральні води тощо. З корама вивітрювання й осадовими відкладами пов'язані потужні родовища марганцю, ільменіту, циркону, каолінів. Потенційні ресурси цих корисних копалин у межах щита займають провідне місце в Європі та світі. Окремі типи рудних формацій є винятковими і встановлені тут вперше (наприклад, рідкіснометалічні та ураноносні лужні метасоматити, золоторудні об'єкти в тектонометасоматичних зонах, камерні пегматити та інші корисні копалини).

Воронезька антекліза (грецьк. – *виступ*) або *Воронезький кристалічний масив* своєю південною частиною заходить на Північно-Східну частину України. Так, як і Український щит, структурно вона є виступом докембрійського фундаменту Східноєвропейської платформи, що перекритий палеозойськими та мезокайнозойськими породами. На території України антекліза, на південному зануреному блоці якої в осадовому комплексі утворилася Старобільсько-Мілерівська монокліналь, межує з Дніпровсько-Донецькою западиною.

Формування структури почалося в девоні, а її південного крила – у карбоні внаслідок розширення Донецької западини (синеклізи). *Докембрійський фундамент* антеклізи перекритий осадовим чохлам, товщина якого у склепінній частині не перевищує 100 – 150 м. Воронезький кристалічний масив добре вивчений у районі Курської магнітної аномалії, де він розбурений великою кількістю свердловин і розкритий численними гірничими виробками. Фундамент утворений тими ж породами та структурними комплексами, що й фундамент Українського кристалічного щита. Він розбитий системами глибинних розломів, декотрі з яких мають продовження (через ДДЗ) і на Українському щиті.

Осадовий чохол антеклізи складений породами середнього і верхнього девону, карбону, верхньої юри, верхньої крейди, палеогену та четвертинними відкладами. Породи девону розвинуті на склепінні й північному крилі Воронезького щита і представлені континентальними та лагунними відкладами, які іноді містять багато рослинних решток, барвистими пісковиками, доломітами, глинами, лінзами гіпсу, кам'яною сіллю та потужною червоноколірною піщано-глинистою товщею. Кам'яновугільні відклади розповсюджені як на північному

крилі, так і на південно-східному, «українському» схилі антеклізи. Це вапняки з прошарками глин, доломітів, пісковиків та пісків, у яких іноді міститься вуглиста речовина. Верхня юра представлена глинами і пісковиками з фауною амонітів, які перекривають древніші утворення. Широкого розповсюдження набули породи верхньої крейди (біла крейда, мергелі, піски з різноманітною фауною амонітів, белемнітів, пелеципод, форамініфер і т. ін.). Палеоген представлений усіма ярусами і є подібним до палеогену Українського щита. Четвертинні відклади складені делювієм, лесовидними суглинками, алювієм.

В осадових комплексах Старобільсько-Мілерівської моноклінали встановлено поклади вуглеводнів.

Дніпровсько-Донецька западина

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), що входить разом із Донецькою складчастою спорудою (ДСС) до Дніпровсько-Донецького авлакогену, є частиною Сарматсько-Туранського лінеаменту і розміщена в межах Східноєвропейської платформи. Барановицько-Астраханським глибинним розломом на півночі та Прип'ятсько-Маничським на півдні вона відділяється відповідно від Воронезької антеклізи та Українського кристалічного щита. Північно-західна межа її проходить по Брагінсько-Львівській сідловині, а південно-східна – в області розвитку герцинських складчастих споруд (відкритий Донбас). Ця геологічна структура водночас входить до складу Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносною провінції та Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Відкриття родовищ нафти і газу сприяло проведенню різних геолого-геофізичних досліджень регіону, вивченню його тектоніки, літології, стратиграфії, гідрогеології та ін.

Осадова товща ДДЗ залягає на *докембрійському фундаменті*, що складається з трьох структурно-формаційних комплексів: ранньоархейського, пізньоархейського та нижньопротерозойського. Вони представлені ультраметаморфічними, інтрузивними, вулканогенними та метаморфізованими осадовими породами. Серед них: кристалічні сланці, гнейси, граніти, плагіоклази, амфіболіти, кварцити та ін.

Осадовий чохол у центральній та північно-західній частинах ДДЗ починається *девонськими відкладами*, що залягають безпосередньо на фундаменті. Вони складаються з потужної товщі аргілітів, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід загальною товщиною від 2000 м до 7500 м. У розрізі девону виділяють два відділи – середній (*ейфельський і живетський* яруси) та верхній (*франський і фаменський* яруси). Нафтогазоносність приурочена до надсольової товщі.

У розрізі *кам'яновугільної системи* ДДЗ виділяють нижній, середній та верхній відділи. Нижньокам'яновугільний відділ складають *турнейський, візейський та серпуховський* яруси. Породи *турнейського* ярусу представлені глинистими, біоморфно-детритовими і бітумінозними вапняками, пісковиками, аргілітами. *Візейські* відклади мають найбільшу площу поширення, залягаючи на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу. Вони представлені вапняками, теригенними і вуглистими породами.

Серпуховські породи представлені аргілітами з прошарками вугілля, пісковиками, вапняками. Відклади середнього карбону неузгоджено залягають на породах нижнього карбону. Верхній карбон представлений циклічною товщею переважно піщано-глинистих відкладів при незначному вмісті вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців. У південно-східній частині западини верхній карбон поділяється на світи за «донбаською схемою» (ісаївську, авіловську, араукаритову) і характеризується чергуванням аргілітів та пісковиків з прошарками алевролітів, вапняків і доломітів. Промислова нафтогазоносність пов'язана з зонами розуцільнення в породах різних типів.

У розрізі *пермської системи* в ДДЗ встановлено лише нижній відділ, в якому виділяють *асельський* та *самарський* яруси. Породи асельського ярусу поділяються на три світи: *картамиську*, *микитівську* та *слов'янську*. Картамиська світа представлена червоноколірними теригенними відкладами, а дві верхні – карбонатно-соленосними, карбонатно-сульфатно-соленосними та теригенними породами. Промислова газоносність пов'язана з карбонатними горизонтами.

Триасові відклади розповсюджені по всій ДДЗ. Вони поділяються на три відділи: *нижній*, *середній* та *верхній*. У нижньому виділяють *дронівську* та нижню частину *серебрянської* світи, що утворена буро-червоними і світло-коричневими піщано-глинистими породами. Середньотриасовий відділ (верхня частина *серебрянської* світи) являє собою пісковики з прошарками гальки та гравію. Верхньотриасові відклади – це *протопівська* та *новорайська* світи, що представлені грубопіщаними та глинисто-алевритовими породами.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середньоюрські відклади поділяються на *байоський* та *батський* яруси. Байоські відклади – морські глини з прошарками пісковиків, пісків, вапняків-черепашників поширені на всій території ДДЗ. Батський ярус складений глинами з сидеритами, туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин, вапняків і бурих залізників. Серед середньоюрських відкладів виділяють *келовейський*, *оксфордський*, *кімеріджський* та *волзький* яруси. Це чорні та сірі глини, світло-сірі і глауконітові (зелені) піски з прошарками глин і вапняків-черепашників. На південь і схід вони поступово заміщуються строкатою, барвистою лагунно-континентальною товщею.

Породи *крейдової* системи, що належать до континентальних фацій нижньої крейди, складені переважно піщано-глинистими породами, а морських – піщаними. Верхньокрейдові відклади поділяються на дві зони. У нижній зоні це теригенні (піски, пісковики, галька, гравій), а у верхній – карбонатні (крейда, мергелі) породи.

Палеогенові відклади, що представлені опоками, алевролітами, мергелями, глинами, пісками, пухкими пісковиками, розповсюджені на всій території ДДЗ.

Неогенові породи складають верхні частини розрізів вододілів і пліоценові річкові тераси. В основному це піски та глини з прошарками вапняків.

Антропогенові (четвертинні) відклади покривають практично всю територію ДДЗ і представлені різноманітними алювіально-елювіальними утвореннями.

Донецька складчаста споруда

Донецька складчаста споруда (ДСС) є південно-східною частиною Дніпровсько-Донецького прогину (авлакогену), що сформувалася як і ДДЗ у кристалічному фундаменті Східноєвропейської платформи між Воронезькою антеклізою на півночі та Українським кристалічним щитом на півдні. Виникнення її пов'язане з герцинськими тектонічними рухами. В процесі геологічного розвитку прогин заповнювався теригенно-ефузивними карбонатними вуглистами і галогенними осадовими породами девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдового, палеогенового, неогенового і четвертинного віку. Осадовий комплекс порід утворює три структурних поверхи: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Осадова товща інтенсивно розбита розривними порушеннями і зім'ята у складки. Великі і малі лінійні складки, а також чисельні купольні структури протягуються, головним чином, у субширотному (північно-західному) напрямку вздовж зон глибинних розломів. У палеозої внаслідок орогенезу на місці прогину утворилася гірська система, яка потім зруйнувалася внаслідок процесів *пенеппенізації* (вирівнювання рельєфу).

У кінці пізньої перми відбулася *заальська* фаза герцинського тектогенезу, в результаті якої утворилася більшість структурних форм регіону. При цьому східну частину Дніпровсько-Донецького авлакогену завдяки гороутворюючим процесам було інверсовано (піднято) і перетворено на Донецьку складчасту споруду. Натомість у його зануреній західній частині утворилася Дніпровсько-Донецька западина.

У Донецькій складчастій споруді основними тектонічними елементами є глибинні регіональні розломи, що розриваючи земну кору досягають мантії. Основний структурний розвиток ДСС (як і ДДЗ) відбувався на фоні пізньогерцинської тектонічної активізації. Проте рухи окремих блоків земної кори мали місце і на її платформному етапі. Це стало визначальним фактором осадконагромадження і формування структурного плану осадової товщі регіону, в якому глибинні розломи проявляються у вигляді зон розривних порушень з амплітудами від десятків метрів до перших кілометрів, а також лінійних антиклінальних складок та купольних структур. З глибинними розломами пов'язане надходження рудогенеруючих розчинів до верхніх шарів літосфери, міграція вуглеводнів, формування хімічного складу вод глибоких горизонтів, явища неотектоніки та сучасного тепломасопереносу.

У ДСС виділяються глибинні розломи двох основних напрямків: субмеридіальні та субширотні. Більш давніми є субмеридіальні розломи, що закладені у ранньопротерозойський час. Розломи субширотного, «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.

На платформному етапі палеозойські породи, що сформувалися на розвитку ДСС, характеризуються нагромадженням величезної (до 20 км) товщі *осадових* (теригенно-вулканогенної, карбонатної, вугленосної, червоноколірної та галогенно-карбонатної) формацій. У нижній частині товщі знаходяться породи девонського віку.

Девонські відклади залягають на еродованій поверхні докембрійської магматично-метаморфогенної товщі. Виходи її відомі на півдні ДСС, у зоні її зчленування з Приазовським масивом Українського кристалічного щита.

Стратиграфічно породи девону поділяються на три світи (яруси): миколаївську («білий девон»), долгинську («буриятий девон») та роздольненську («сірий девон»). Представлені вони бурими конгломератами та грубозернистими пісковиками, палеобазальтами, вапняками, гравелітами, алевролітами, туфами і лавами основного складу.

Кам'яновугільні відклади залягають як на породах девону, так і на кристалічному фундаменті. Їх загальна товщина зростає від 4 – 5 км на північному заході до 12 км на південному сході. Поділяються вони на три відділи, які у свою чергу розчленовуються на яруси. Шари вапняків, вугілля та пісковиків добре прослідковуються за простяганням і відіграють роль маркуючих горизонтів. Відклади *нижнього карбону* (C_1), що представлені карбонатно-теригенними породами (вапняки, доломіти, пісковики, аргіліти), мають товщину до 3200 м.

Відклади *середнього карбону* (C_2), які є основною вугленосною товщею, містять понад 100 шарів і прошарків вугілля. В нижній частині розрізу переважають глинисті та піщано-глинисті породи, що містять гідротермальне зруденіння Нагольного кряжу (Луганщина) та Микитівки (Донецчина). Загальна товщина порід середнього карбону – 4500 м.

Утворення *верхнього карбону* (C_3) охоплюють майже третину загального розрізу кам'яновугільних відкладів ДСС, маючи товщину близько 3000 м. У верхній частині розрізу збільшується значення строкатих піщано-глинистих порід на фоні зменшення як кількості вапняків, так і загальної вугленосності.

Пермська система представлена головним чином нижньопермськими відкладами, що поділяються на чотири світи (яруси): картамиську (мідістих пісковиків), микитівську (вапняково-доломітову), слов'янську та краматорську (соленосні), з якими пов'язані великі родовища кам'яної солі (Артемівське, Слов'янське та ін.).

Мезозойські породи загальною товщиною до 1000 м залягають на розмитій поверхні палеозойських товщ. Найширше розповсюдження вони мають у західній, північно-західній та східній частинах ДСС.

Триасова система представлена пісковиками, конгломератами, строкатими глинами, вапняками, бурими залізяками, сидеритами, лінзами вугілля загальною товщиною до 500 м. Розломи субширотного «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.

Юрська система, породи якої мають товщину до 350 м, розчленовується на три відділи: *нижню юру*, (монтморилонітові глини з прошарками сидеритів та глинистих вапняків, місцями – базальні конгломерати, бурі залізяки та грубозернисті пісковики); *середню юру* (піщані глини, вапняки, слюдисті та глауконітові пісковики, алевроліти, залізисті пісковики) та *верхню юру* (алювіальні піски, лінзи бурого вугілля, мілководні вапняки і пісковики, оолітові і кременисті вапняки).

Крейдова система. Породи цієї системи досягають товщини 650 м. Представлені вони континентальними пісками, глинами і пухкими вуглистими

пісковиками, кварц-глауконітовими пісками, піщаними мергелями та товщами білої крейди.

Кайнозойські відклади представлені головним чином пісками та глинами, які залягають на розмитій поверхні палеозою та мезозою.

Палеогенові відклади, що відсутні у центральній частині Донбасу, досягають максимальної товщини (до 950 м) у північно-західній частині ДСС, заповнюючи соляні надштокові депресійні воронки та міжкупольні прогини. Тут до них приурочені промислові родовища бурого вугілля.

Неогенові відклади найповніше представлені у південній частині Донецького прогину, де окрім пісків і глин зустрічаються вапняки. Загальна товщина неогенових порід – 50 – 70 м.

Антропогенові(четвертинні) відклади розповсюджені повсюдно і представлені алювіально-елювіальними утвореннями товщиною від 1 м до 40 м.

Причорноморська западина

Причорноморська западина є субширотною синеклізою блокової будови, що заповнена осадовими породами мезозойсько-кайнозойського віку, товщина яких зростає у південно-східному напрямку (до 6 – 7 км у районі Сиваша). Під осадовими породами западини залягають платформні відклади палеозою та докембрійські породи фундаменту Східноєвропейської платформи. Западина поділена локальними синкліналями та антикліналями на декілька блоків, один з яких, Сивашський вал, утворює Перекопський перешийок і поділяє Причорноморську западину на власне Причорноморську та Азово-Кубанську западини (депресії).

Геоструктурно на території Причорноморської западини відокремлюються південний схил докембрійської платформи (Український щит) та елементи складчастих споруд Добруджи. Формування западини почалося з кінця ранньокрейдяного часу (близько 110 млн років тому). У будові земної кори в межах Причорноморської западини прослідковуються три структурних поверхи (нижній, середній та верхній), які мають різну геологічну будову. Нижнім поверхом є кристалічний фундамент південних схилів Українського щита. Два верхніх поверхи представляють різновіковий осадовий чохол товщиною від 300 – 400 м.

Межі Причорноморської западини визначаються умовно. На півночі – це схил Українського щита, що у рельєфі відбивається Придніпровською височиною; на сході – палеозойська Скіфська плита; на заході – складчасті споруди Добруджи (Фрунзенсько-Арцизький розлом вздовж долини р. Прут); на півдні – шельфова зона Чорного моря.

Причорноморська западина виникла внаслідок довготривалого занурення південних схилів Українського щита, що найінтенсивніше відбувалося у пізньому мезозої – кайнозої. Розломи широтного та меридіального напрямків обумовили блокову будову кристалічного фундаменту. Морфоструктурні блоки досить чітко відбиваються у сучасному рельєфі у вигляді височин та западин.

Причорноморську синеклізу заповнюють палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади. Палеозой, що відомий лише у північно-західній частині западини, сягає товщини близько 1000 м і представлений пісковиками, сланцями

та гравелітами силурійського віку. Мезозойські відклади в межах Причорноморської синеклізи відомі лише в окремих місцях. До юрських відкладів умовно відносять товщу, яка вміщує рештки деревини в долині р. Молочної. Крейдяні відклади відомі у природних виходах на денну поверхню на північному заході западини (Гуляй-Поле) та на Тарханкутському півострові (Крим). Окрім того, вони виявлені свердловинами поблизу Одеси, Великого Токмака та у деяких інших місцях. Крейдові відклади представлені крейдою, мергелями та глауконітовими пісками товщиною понад 400 м.

Кайнозойські породи дуже широко розвинуті у западині. Це комплекси пісків і глин еоцену та піщано-глинистих відкладів олігоцену товщиною до 100 м кожний. Неогенові осадки представлені піщано-вапняковою товщою (чокракського, караганського і конського горизонтів) загальною товщиною 50 – 60 м. Верхній міоцен представлений сарматським та міотичним ярусами. Відклади сарматського ярусу (чорні глини та піщано-глинисто-вапнякові породи) сягають товщини 140 м. Міотичні відклади складаються вапняками, пісками та глинами. Відклади четвертинного віку – бурі глини, леси, суглинки мають загальну товщину до 20 м.

Причорноморська западина є важливою нафтогазоносною провінцією України, з якою пов'язані стратегічні плани енергозабезпечення держави.

Волино-Подільська та Скіфська плити

Волино-Подільська плита – це геологічна структура, що утворилася в межах Волино-Подільського блока – західної зануреної частини Українського щита. Простягається від Прип'яті до Дністра і відокремлюється від Українського щита глибинним розломом. Складається з окремих блоків нижчого рангу. Від суміжних геоструктур відрізняється за віком, складом, ступенем метаморфізму кристалічних порід та структурними формами.

Фундамент її сформовано з магматичних і метаморфічних гірських порід архейського та ранньопротерозойського віку, розчленованих на окремі фрагменти. Структурно плита поділяється на моноклінальний схил Українського щита і палеозойський прогин – Галицько-Волинську синеклізу, в межах якої фундамент залягає на глибині 7000 м.

За геоморфологічними ознаками в межах Волино-Подільської плити виділяються Волинська і Подільська височини, Подільська низовина і пасмо горбистих піднять – Розточчя.

Найдавніші породи – метаморфічні гнейси та кристалічні сланці, які асоціюють із породами архейського інтрузивного комплексу. Присутні і нижньопротерозойські породи: гнейси, кристалічні сланці та метавулканіти, що гранізовані інтрузіями різного складу, а також граніти, габро та анортозити.

Скіфська плита – молода платформа в межах Середземноморського геосинклінального поясу у південно-західній частині Європи. Знаходиться на півдні України й охоплює центральну частину Кримського півострова і шельф Чорного та Азовського морів. Фундамент плити сформувався протягом байкальсько-кіммерійського тектонічного етапу і складений розбитими розломами вулканогенно-осадковими відкладами геосинклінального формування. Осадочий чохол утворювався нерівномірно, починаючи з пізнього протерозою.

Представлений він слабко дислокованими платформними породами. З середини-кінця крейдового періоду на більшій частині Скіфської плити відновилися геосинклінальні умови, що дало початок виникненню найновішої Азово-Чорноморської геосинклінальної системи.

Львівська западина

Окрім Дніпровсько-Донецької западини, що знаходиться на лівобережжі України, розтинаючи її з півночі на південний схід, виділяються й інші геосинклінальні прогини, найбільшим з яких є Львівська западина.

Львівська западина (Львівський палеозойський прогин) – геологічна структура у межах Волинської, Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької та Тернопільської областей. Складена породами кристалічного фундаменту, який занурюється в західному напрямку на 160 – 7000 м, відкладами рифеювенду (пісковики, аргіліти, базальти, туфи загальною товщиною 1000 – 1200 м), нижнього палеозою (пісковики, аргіліти, вапняки – до 2000 м), девону (вапняки, пісковики, мергелі – до 1700 м), карбону (пісковики, аргіліти, вугілля кам'яне – до 1200 м). У палеозойській товщі прогину виділяють зону дислокацій, що перекриває давніші (байкальські) структури Західноєвропейської платформи та *моноклінальну частину*, що розташована на західному краї Волино-Подільської моноклінали. Серед четвертинних відкладів переважають льоси. У рельєфі прогину виділяють Волинську та Подільську височини. З карбоновими відкладами западини пов'язані Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн, а також родовища вуглеводнів Прикарпатської нафтогазоносною провінції.

Гірські споруди Карпат, Криму та Добруджи

На території України знаходяться гірські споруди *Карпат, Криму і Добруджи*. Вони входять до тектонічно-активного *Альпійського (Середземноморського) геосинклінального складчастого поясу*, що сформувався з байкальських, каледонських, герцинських, кіммерійських і альпійських орогенних утворень.

Карпати. Гірська система на сході центральної Європи, що знаходиться на території *України, Угорщини, Польщі, Чехії, Словаччини і Румунії*. В Україні Карпати займають територію Львівської, Івано-Франківської, Черновицької (Передкарпаття) та Закарпатської областей.

Карпатська гірська система, що має ширину до 430 км простягається на 1500 км. В Україні при ширині 100 – 110 км вона має довжину 250 км. Це один з *найголовніших вододілів Європи* між Балтійським і Чорним морями. Виділяються Західні, Східні (частина яких – українська) та Південні Карпати, Бескиди, Західні Румунські гори і Трансільванське плато. Висота гір у середньому не перевищує 800 – 1200 м, а найвища гора – Герлаховські-Штіт сягає 2655 м (Татри, Західні Карпати). В Україні найвищою вершиною є гора Говерла – 2061 м.

Карпати утворюють північно-східну гілку Альпійської складчастої геосинклінальної області Європи. Виділяються великі структурні елементи північно-західного – південно-східного простягання: *Передкарпатський прогин, Зовнішні (Флішеві або Складчасті Карпати) та Внутрішні Карпати і Закарпатський прогин*.

Передкарпатський передовий прогин – геологічна структура, що простягається вздовж смуги зчленування гірської споруди Карпат зі Східно-Європейською та Скіфською платформами протяжністю понад 1700 км (в межах України – 300 км) і шириною до 75 км. У прогині, заповненому неогеновими та четвертинними моласовими відкладами, виділяються *три зони*: Зовнішня (Більче-Волинська), Центральна (Самбірська) та Внутрішня (Бориславо-Покутська). Дві останні часто об'єднуються в одну – Внутрішню зону. Внутрішня зона, що закладена на геосинклінальній флішевій основі, прогиналася на початковому орогенному етапі розвитку (міоцен) з накопиченням нижніх, а потім і верхніх моласів. Зона є складно дислокованою у «лускаті» складки, які розділені похилими насувами. Центральна зона, сформована у ранньому міоцені, теж має складну внутрішню структуру. У сучасному вигляді Внутрішня і Центральна зони – це рухливі *алохтонні* (привнесені зовні) геосинклінальні покрови, насунуті на *автохтонну* (утворену на місці) стабільну, зовнішню зону, що була сформована у ранньому міоцені на платформній основі. Доміоценовий фундамент Зовнішньої зони занурюється у бік Карпат. У тому ж напрямку зростає і товщина вулканогенно-осадових відкладів.

Зовнішні Карпати складені потужною товщею (понад 4 – 5 км) крейдових і палеогенових осадків, що утворюють систему лінійних, розірваних насувами, лускатих складок (скиб), які перекинуті і насунуті на Передкарпатський прогин з амплітудою понад 20 км. Зовнішні Карпати є *типовою міogeосинкліналлю*, розчленованою на окремі структурно-фаціальні (тектонічні) зони. Фундамент зовнішніх Карпат представлений корою перехідного та океанічного типів, релікти якої (виходи лав порфіритів, сплітів, їхніх туфів) складають масиви у прирозломних шовних зонах. Основною фазою складчастості є передміоценова (ранньонеогенова). Зовнішні і Внутрішні Карпати розділені глибинним насувом, що утворює Марморошські та Пекінські Бескиди.

У *Внутрішніх Карпатах* на території України виділяють *Марморошський кристалічний масив* і *зону Підгаля*. Перший складається з пакету покрів метаморфічних порід докембрію, середнього і верхнього палеозою і мезозою, що сформовані у середньокрейдодий час. Мінімальні амплітуди зміщень – 12 – 15 км. Загальний напрямок руху літосферних мас – від Внутрішніх Карпат до Зовнішніх.

Закарпатський внутрішній прогин складений вулканогенно-осадовими породами неогену. У ньому виділяють *Солотвинську (Верхньотисенську) і Чоп-Мукачівську западини та Вигорлат-Гутинську вулканічну гряду*. У Солотвинській западині, з надр якої видобувається кам'яна сіль, розвинуті солянокупольні (діапірові) структури. Закарпатський прогин з заходу відокремлений від Панонської западини Припанонським глибинним розломом (зоною Березовської вулканічної пагорбковості). Вздовж внутрішнього краю Карпатської дуги проходить найкрутіший у Європі Внутрішньокарпатський вулканічний пояс, що охоплює Чоп-Мукачівську та внутрішній край Солотвинської западини. Вулканічний пояс розвивався багатофазово (з раннього міоцену до пліоцену включно), поступово мігруючи від краю масиву у бік Флішових Карпат. Процеси молодшого вулканізму відбувалися у напрямку з північного заходу на південний

схід, вздовж усього вулканічного поясу. Головні центри кайнозойських вивержень знаходяться в зонах поздовжніх глибинних розломів.

Кримські гори. Гірська система на півдні Кримського півострова. Простягається на 180 км з південного заходу на південний схід. Ширина гірської смуги до 60 км. У рельєфі чітко виділяються три майже паралельних гряди з крутими північними схилами: *Головна, Внутрішня і Зовнішня*. Висоти гір – 700 – 1200 м. Максимальна висота – 1545 м (г. Роман-Кош).

Кримські гори – складчасто-брилова тектонічна структура, що є частиною Середземноморського (Альпійського) рухливого поясу. Межі цієї споруди визначаються *глибинними розломами*. Виділяють ядро та північно-західне і південне крила структури. В будові ядра беруть участь дислоковані верхньотріасові та нижньоюрські глинисті сланці і пісковики (фліш), що неузгоджено перекриті похилоскладчастими, тектонічно деформованими молодшими породами крейди та кайнозою. З рифових вапняків сформована Головна гряда, основними структурними елементами якої є Південнобережне, Балаклавське, Туацьке, Качинське антиклінальні підняття та Західно-Кримська, Східно-Кримська і Судакська синклінальні зони. Ці споруди ускладнені численними розривними порушеннями скидового, зсувного та насувного характеру. В будові північного крила беруть участь верхньокрейдові палеогенові, неогенові, місцями – нижньокрейдові породи: вапняки, крейда, мергелі, що залягають моноклінально. Формування Кримської складчасто-брилової споруди почалося у мезозої, в процесі *кіммерійської складчастості*. Процес супроводжувався інтенсивною вулканічною діяльністю. На кінець ранньої крейди на місці сучасних *Кримських гір* виникло єдине велике підняття, яке до кінця палеогену було розмите та вирівняне (пеніпленізоване). На початку неогену *кіммерійська* складчаста споруда під впливом альпійських гороутворюючих процесів піднялася на висоту 1500 м і більше та перетворилася на сучасну гірську споруду.

Добруджи – складова карпатської складчастої системи у пониззі Дунаю. Частина її знаходиться в межах території України – на південному заході Одещини. Утворилася в результаті двох тектонічних циклів, які відповідно мали місце протягом *байкальсько-герцинського* та *кіммерійського* тектонічних етапів розвитку Скіфської плити. В середині *альпійської* епохи тут відбуваються слабкі гороутворюючі процеси, внаслідок яких і сформувалися невисокі (десятки і перші сотні метрів) гори. Як Карпати та Кримські гори, масив Добруджи, основна частина якого – на території Румунії, входить до складу Середземноморського рухливого поясу.

2.3 ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Походження нафти і газу

Походження (генезис) нафти і газу – є дискусійною проблемою вже на протязі понад 100 років. Вона має не лише наукове, а й величезне практичне значення. Знання умов та джерел формування нафтогазових покладів дозволяє не

лише продуктивно проводити їх прогнозування, пошук та розвідку, а й раціонально здійснювати розробку родовищ.

Оскільки єдиної думки про походження нафти та вуглеводневих газів не існує, розглядаються дві протилежні за сутністю наукові концепції – *органічного* і *неорганічного* генезису вуглеводнів. Оскільки теорія органічного походження вуглеводнів виглядає обґрунтованішою, прихильників її є значно більше. Геологи, спираючись на неї, відкрили багато родовищ в усьому світі. Ці родовища пов'язані в основному зі складчастими (антиклінальними) структурами в осадових товщах різного віку і складу. Завдяки роботам Г. Потоньє (1905), І. М. Губкіна (1932), а пізніше А. Леворсена (1954), В. В. Вебера (1955) і М. М. Страхова (1956) було розвинуто теорію нафтоматеринських світ і показано можливі схеми формування вуглеводнів з розсіяної в них органічної сировини.

Принципова схема перетворення органічної речовини на нафту і газ є такою. Органічна речовина рослинного і тваринного походження відкладається в осадових породах у розсіяному або концентрованому вигляді. Найсприятливіші для цього умови створювалися у прибережних (шельфових) зонах морів, у лагунах і затоках, в озерах та болотах. Перетворенню органічної речовини на нафту або газ сприяє відновлювальне середовище. Історично-геологічні закономірності розповсюдження покладів вуглеводнів свідчать про переважно органогенне їх походження у верхній, розвіданій частині осадової товщі, з якою пов'язано 90 % відомих родовищ нафти і газу. Про це свідчить і ізотопний склад вуглецю у вуглеводнях, який є подібним до його складу в органічній речовині.

Проте не варто відкидати і можливість утворення нафти і газу *абіогенним* шляхом. Відносно неорганічного синтезу вуглеводнів донедавна існувало три гіпотези (карбідна, космічна і вулканічна). А у 60-х роках український геолог академік В. Б. Порфір'єв обґрунтував магматичну гіпотезу утворення вуглеводнів. Карбідну (мінеральну) гіпотезу утворення вуглеводнів при взаємодії пари води з карбідами важких металів ще 1877 р. висунув Д. І. Менделєєв. Гіпотезу космічного генезису запропонував 1889 року М. О. Соколов.

Експерименти та фізико-хімічні розрахунки доводять можливість утворення вуглеводнів шляхом неорганічного синтезу. Але виникає питання, чи є можливим утворення величезних об'ємів вуглеводнів – нафти і газу – саме таким шляхом? З іншого боку, як пояснити за допомогою органічної теорії нафтогазонагромадження формування родовищ нафти і газу у кристалічних масивах та зонах глибинних розломів? На ці питання цілком коректні відповіді дає магматична гіпотеза нафти і газу. В.Б. Порфір'єв та його послідовники (І.І.Чебаненко і Г.М. Доленко, Є.Б. Чекалюк і В.А. Краюшкін та ін.) довели, що утворення родовищ нафти та газу пов'язане з процесами, які відбуваються у верхній мантії Землі. Звідти вуглеводні мігрують по зонах глибинних розломів до земної поверхні, де і можуть формуватися нафтогазові родовища в порово-тріщинних породах-колекторах фундаменту й осадового чохла.

Існують також «змішані» гіпотези походження нафти і газу (М.І. Павлюка, І.І. Чебаненка). Вони намагаються примирити прихильників органічного та неорганічного походження вуглеводнів.

Аналіз цих теорій дає вагомі підстави зробити висновок про полігенне (як органічне, так і неорганічне) походження нафти і газу. На думку авторів, у верхніх осадових шарах літосфери переважають вуглеводні органічного походження. А у мантійних областях, в зонах глибинних розломів, а у деяких випадках і в межах кристалічних щитів та масивів, – вуглеводні, що утворилися неорганічним шляхом. Справедливість такого припущення досить часто підтверджується ізотопними дослідженнями.

Поняття про породи-колектори

Нафта і газ разом із водою циркулюють в літосфері у породах-колекторах, що характеризуються відносно високою проникністю. За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні). Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін. За типом порового простору виділяють: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові та кавернові.

Пористість гірських порід характеризує наявність в них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть вміщувати рідини і гази. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість. *Загальна* пористість – сумарний об'єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи. *Відкрита* пористість – об'єм пор, які сполучаються з атмосферою (або іншим середовищем, в якому знаходиться порода (мінерал)). *Закрита* пористість – об'єм пор, що не сполучаються із зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями).

У нафтогазовій геології виділяють ще й *ефективну* пористість – об'єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні порового простору цим флюїдом. Вона є меншою за відкриту пористість на об'єм зв'язаних (залишкових) флюїдів.

Величина пористості тісно пов'язана з речовинним складом гірських порід. У мулах, льосах вона досягає 80 %; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35 %; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) – в межах 5 – 20 %; в магматичних породах – не більше 5 %. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та ін. параметри. У нафтогазовій геології методи *промислової геофізики* ґрунтуються на використанні залежностей між цими параметрами.

Пористість обумовлює *проникність* – здатність породи пропускати через систему сполучених пор рідину (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектора.

Через відсутність зв'язку між порами порода може бути *непроникною* навіть при високій загальній пористості (крейда, мергель, деякі глини). Проникність тих самих порід для різних флюїдів неоднакова: породи, непроникні для нафти і води, можуть бути проникними для газу (внаслідок його більшої проникної здатності), а породи, що непроникні для високов'язких нафт – проникними для малов'язких.

У нафтогазових колекторах як пористість, так і проникність залежать від *геостатичного тиску* (зворотна залежність) і *температури* (пряма залежність).

Наповненість порового простору нафтою і газом характеризується *коефіцієнтами нафто- і газонасиченості*. Вони визначаються як експериментально (в лабораторних умовах), так і в процесі промислово-геофізичних досліджень у свердловинах (методи електричного опору, нейтронні методи).

Умови залягання нафтогазових покладів

Поклад нафти або газу – природне, локальне скупчення нафти і газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) *водо-нафтовим* чи *газо-нафтовим контактом*. Якщо скупчення вуглеводнів досить велике і рентабельне для розробки, його називають *промисловим покладом нафти і газу*.

Форма і розміри покладу вуглеводнів пов'язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його *запаси*.

Вуглеводневі флюїди в земній корі залягають в обмеженому пористому просторі. Існування їх обумовлюється співвідношенням колекторів з непроникними породами – покришками.

Покришка – комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу вуглеводнів. До порід, що утворюють покришки, належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покришок – основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості при певних умовах температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екрануюча здатність покришки зменшується, і через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це ж відбувається і при збільшенні температури. Товщина покришок коливається від кількох метрів до десятків і сотень метрів (в регіональних покришках). Кращими (найгерметичнішими і найбільшими за площею) покришками є соленосні товщі, а найпоширенішими – глинисті.

Виходячи з розмірів, розрізняють покришки регіональні, зональні та локальні. Регіональні – розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій – характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покришки поширені в межах цілої зони нафтогазонакопичення або декількох родовищ, а локальні – одного родовища.

Нафта і газ в земних надрах знаходяться у *природних резервуарах*, формування яких обумовлено наявністю *порід-колекторів*, що перекриваються покришками. За колекторськими властивостями і умовами залягання розрізняють: пластові, масивні, пластово-масивні та літологічно обмежені резервуари (рис. 2.4).

Поза ділянками накопичення вуглеводні у природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. З глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) вона має високі значення і на великих глибинах.

Пластовий резервуар звичайно характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні і тисячі км²). Знизу і зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

Масивний резервуар – велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (випокпних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покринки.

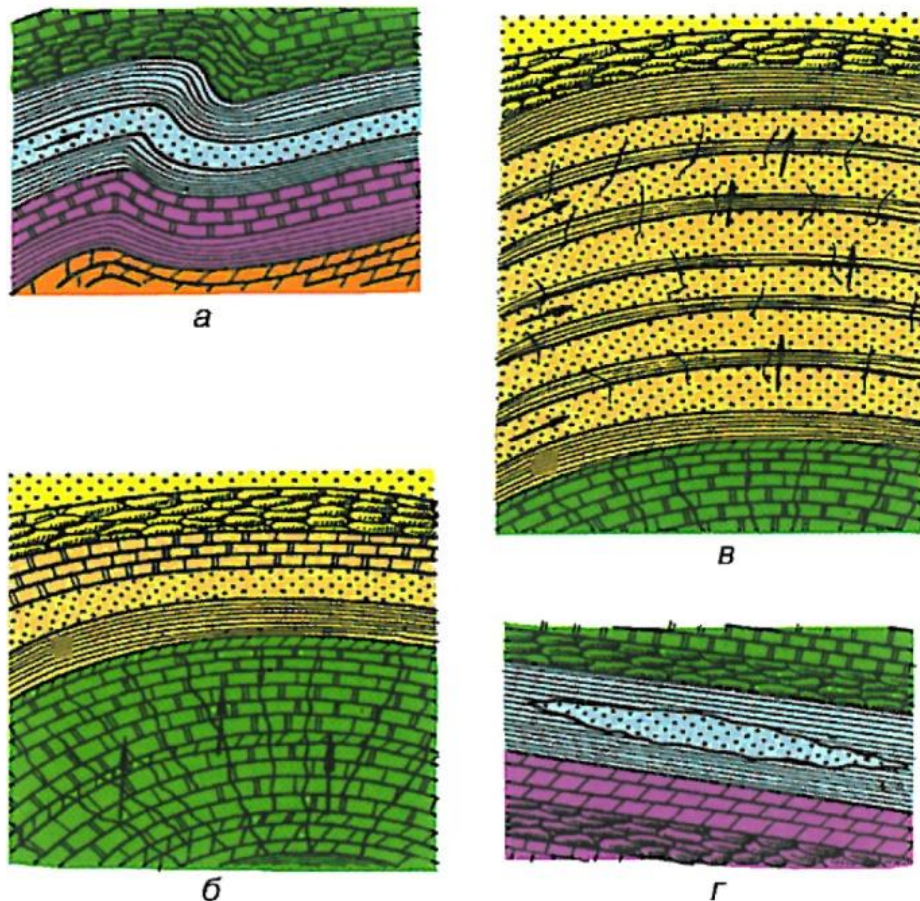


Рисунок 2.4 – Природні резервуари вуглеводнів:

а – пластовий; б – масивний; в – пластово-масивний; г – літологічно обмежений

Пластово-масивний резервуар – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це, як правило, товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування чисельних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах – колекторах), так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Літологічно обмежений резервуар – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Місткість нафтогазових резервуарів визначається їх розмірами і величиною пористості колектору. Найбільшу місткість мають перші три типи резервуарів.

У межах природних резервуарів знаходяться ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів, що мають назву пасток.

Пастка нафти і газу – частина пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують накопичення і тривале збереження вуглеводнів (нафти і газу). Це застійна частина природного резервуару, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою, внаслідок якої флюїд вже не може рухатися у геологічному просторі.

За генезисом (походженням) пастки поділяють на структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні та змішані (літолого-стратиграфічні, структурно-літологічні тощо) (рис. 2.5).

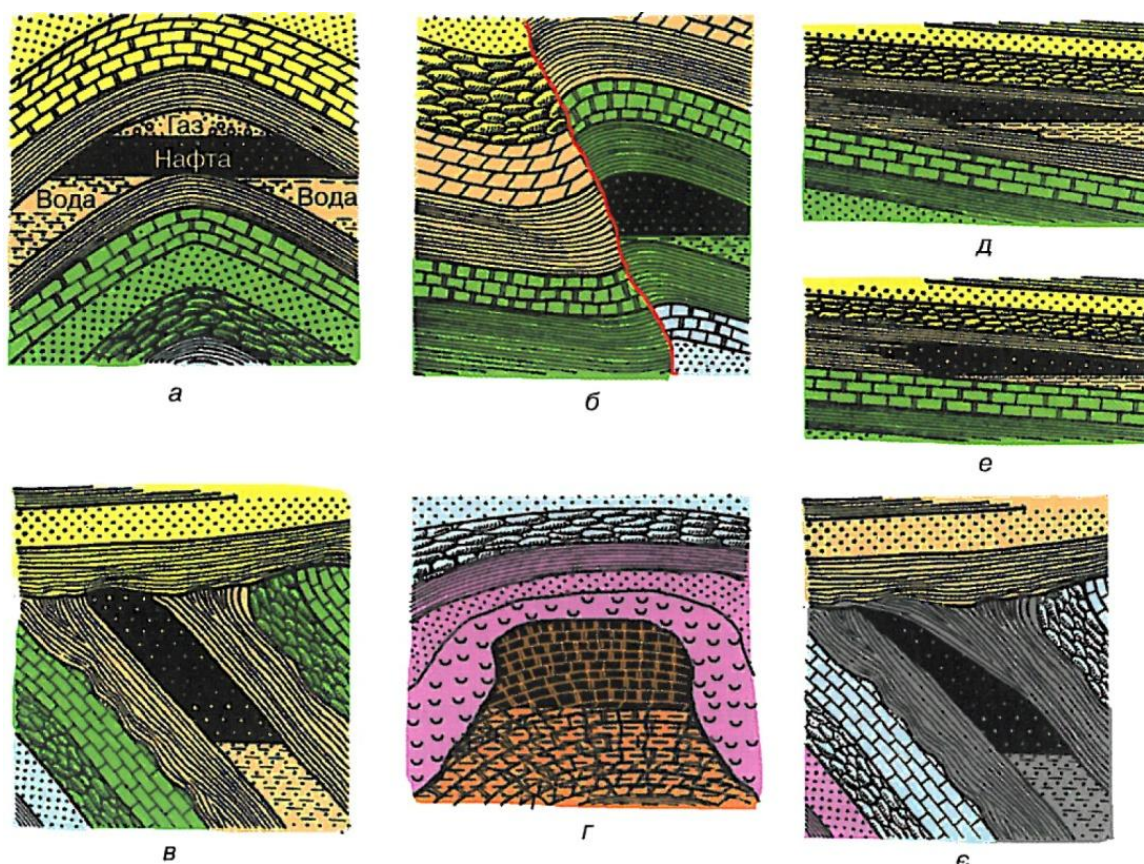


Рисунок 2.5 – Пастки нафти і газу:

*а – структурна склепінна; б – структурна тектонічно екранована;
в – стратиграфічна; г – рифогенна; д – літологічна із виклинюванням колектора;
е – літологічна із заміщенням колектора непроникними шарами; є – пастка комбінованого типу (літолого-стратиграфічна)*

Структурні пастки пов'язані з антиклінальними складками (структурами) – антикліналями та куполами. Вони утворюються внаслідок тектонічних рухів, які супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких пластах здебільшого тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур знаходиться сіль, що винесена по тектонічно

послаблених зонах (діапірові структури). У таких випадках пласти солі є надійним флюїдотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу.

Літологічні пастки формуються завдяки зміні речовинного складу порід, пов'язаній з виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів непроникними шарами.

Стратиграфічні пастки пов'язані зі стратиграфічними неузгодженнями у шарах гірських порід, що представлені колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені флюїдотривами. На монокліналі стратиграфічна пастка може утворитися в разі виклинювання пласта-колектора, подошва і покрівля якого межує з непроникними породами.

Рифогенні пастки формуються в похованих рифових тілах, створених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх непроникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

Пастки змішаного типу утворюються внаслідок поєднання двох або більше зазначених раніше факторів.

За пошуковими і генетичними ознаками виділяють пастки: склепінчасті, тупікові (екрановані) та лінзоподібні.

Склепінчасті пастки утворюються в склепінних частинах антикліналей, під соляними куполами, глиняними діапірами, інтрузивними масивами, у похованих рифових масивах і ерозійних виступах під покришками.

Пастки екранованого типу виникають на крилах антикліналей, на флексурах і монокліналях за наявності літологічних або гідродинамічних екранів.

Лінзоподібні (літологічно обмежені) пастки утворюються в лінзоподібних колекторах (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісках, пористих зонах карбонатних порід).

Ресурси і запаси нафти і газу

Для визначення наявності у надрах певної території нафти і газу використовують такі поняття як «ресурси» і «запаси».

Ресурси – очікувана кількість нафти, газу та конденсату в надрах геологічного об'єкта (нафтогазоперспективного комплексу, провінції тощо). Ресурси мають ймовірний характер.

Запаси – визначена кількість нафти, газу і конденсату, що знаходяться у нафтогазоносних пластах виявлених покладів (родовищ).

При виконанні геологорозвідувальних робіт з уточнення будови та нафтогазонасиченості гірських порід ресурси можуть бути переведені у запаси. Запаси від ресурсів відрізняються тим, що існує факт встановлення продуктивності пласта, тобто факт відкриття покладу.

За ступенем геологічної вивченості ресурси нафти і газу поділяють на дві групи: *прогнозні* та *перспективні*.

За ступенем обґрунтованості серед *прогнозних ресурсів* вуглеводнів поділяють на:

– *категорію D_2* – прогнозні ресурси значних регіональних геологічних структур, нафтогазоносність яких ще не доведена;

– *категорію D_1* – прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів у межах значних регіональних структур із доведеною нафтогазоносністю.

Перспективні ресурси (категорія C_3) – обсяги нафти і газу у геологічних об'єктах, що підготовлені до глибокого буріння та кількісно оцінені за результатами геолого-геофізичних досліджень. Перспективні ресурси є основою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Запаси нафти і газу за ступенем вивченості поділяють на дві групи: *розвідані та попередньо розвідані*.

Попередньо розвідані запаси (категорія C_2) – група запасів нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища. До категорії C_2 належать запаси покладу (або його частини), нафтогазоносність якого визначена за результатами випробування та дослідження свердловин, а також поверхневих геологічних та геофізичних досліджень. До цих запасів належать також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок із розвіданими запасами. Попередньо розвідані запаси використовують для визначення перспектив родовища, планування геологорозвідувальних робіт чи геолого-промислових досліджень, а також для проектування розробки покладів.

Розвідані запаси – об'єми нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки та облаштування родовищ.

Геологічне вивчення розвіданих запасів є різним за площею та детальністю. Відповідно з цим розвідані запаси поділяють на такі категорії:

– *категорія C_1* – запаси покладу (його частини), промислова нафтогазоносність якого встановлена за результатами дослідно-промислової розробки та випробування свердловин із промисловими припливами нафти або газу, а також геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах, із детальністю, достатньою для обґрунтування економічної доцільності промислової розробки родовища;

– *категорія B* – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на основі отриманих промислових припливів нафти чи газу, на різних гіпсометричних позначках, а також основні особливості покладу, що визначають умови його розробки, вивчені з повнотою, достатньою для виконання проекту розробки покладу;

– *категорія A* – запаси покладу (його частини) вивчені з детальністю, яка забезпечує повне визначення типу, форм і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщі, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей, нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу нафти, газу і конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови розробки родовища.

Родовища нафти виявлені на всіх континентах окрім Антарктиди, а також у шельфових зонах Світового океану. У світі відомо понад 30 тис. родовищ нафти, з них 15 – 20 % – нафтогазові. Близько 85 % світового видобутку нафти дають 5 %

родовищ. Найбільші її запаси – у Саудівській Аравії, Кувейті, Ірані, Іраку, Норвегії, США, Азербайджані, Мексиці, Венесуелі, ОАЕ, Бразилії.

Переважна кількість розвіданих запасів природного газу (понад 90 %) знаходиться в газових або газоконденсатних родовищах. Розвіданих запасів газу в світі понад 80 трлн м³. З надр видобуто близько 60 трлн м³ при щорічному видобутку понад 2 трлн м³ газу. Розвідані запаси газу складають (в млрд т умовного палива): світові – 180; європейські – 70; українські – 1,5. За прогнозами вичерпання планетарних запасів природного газу слід очікувати у 2050 – 2070 роках.

Усього в світі відомо понад 10 тис. газових родовищ, однак основні запаси газу зосереджені у невеликій кількості унікальних (понад 1 трлн м³) і найбільших (0,1 – 1,0 трлн м³) газових і газоконденсатних родовищ.

За геологічним віком газоносність осадових порід поділяється таким чином: у палеозойських відкладах – 23,5 %; в мезозойських – 65,5 % і у кайнозойських – 11,0 %. З піщаними колекторами пов'язано 76,3 % запасів, а з карбонатними – 23,7 %. Глинистими покривками контролюється 65,7 % запасів газу, соленосними – 34,3 %. Переважна більшість запасів газу зосереджена в *пастках* структурного типу.

Найбільші запаси природного газу зосереджено в надрах США, Норвегії, Канади, Мексики, Алжиру, Туркменистану, Індонезії. Слід зазначити, що перші промислові нафтові родовища Європи відкрито в Україні 1810 р. (м. Борислав, Івано-Франківськ).

2.4 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Підземні води є постійним супутником нафти і газу у земній корі. Міграція вуглеводневих флюїдів у гірських породах часто супроводжується циркуляцією підземних вод термогідродинамічних, елюзійних та інфільтраційних водонапірних систем. Ці води характеризуються значними напорами, високою мінералізацією (до 320 г/дм³), лужністю (рН 7,5 – 8,5) та переважанням у їх складі хлор-іона, натрій-іона при майже повній відсутності сульфат-іона. Інколи лужні води нафтогазових родовищ мають дуже низьку мінералізацію (до 1 – 5 мг/дм³) та гідрокарбонатний натрієвий склад (конденсаційні води). Всі вони отримали назву «нафтових вод».

Вперше нафтові води описав канадський геолог Т. Гант. Їх унікальність завжди привертала увагу багатьох дослідників. Тому зараз існує ціла наукова галузь, що має назву нафтогазова (або промислова) гідрогеологія, основи якої закладено в роботах американських (І. Талмер, Дж. Роджерс, Д. Крауфорд, А. Лаверсен, Дж. Уайт та ін.), українських (А. Романюк, Є. Гавриленко, В. Колодій, О. Штогрин, Л. Гуцало, А. Бабинець, О. Лукін, Л. Швай, Ю. Застежко, А. Тердовідов, В. Терещенко та ін.) дослідників і вчених із інших країн.

Особливе місце серед цих праць зараз займають роботи О. Лукіна, який доводить єдність і взаємозв'язок гідрогеологічного, геодинамічного, літологічного, структурного, геохімічного та інших факторів нафтогазонагромадження в земних надрах.

Умови знаходження води, нафти і газу у природних резервуарах

Умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії низки факторів: співвідношення густини флюїдів (рідинно-газових сумішей), відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникності.

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ – розташовується у поровому просторі у верхній частині пастки. Основною речовиною, що заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 2.6).

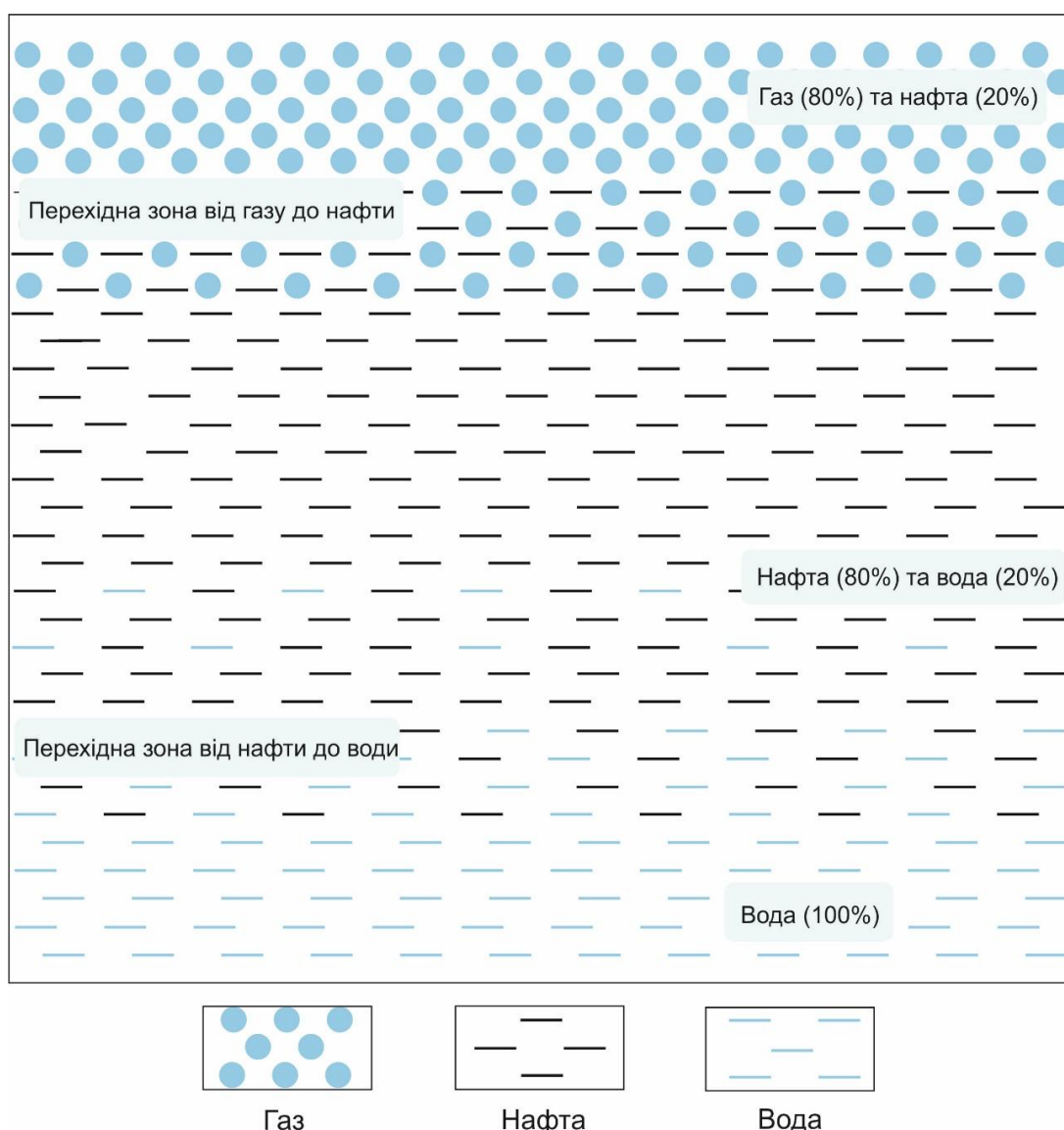


Рисунок 2.6 – Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

Межа між нафтою і водою має назву *водонафтового контакту* (ВНК). У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається *газоводяним контактом* (ГВК) (рис. 2.7).

Величина нахилів ГВК є прямим показником умов збереження покладів нафти і газу від механічного руйнування підземними водами.

Слід зазначити, що порова вода знаходиться у природному резервуарі повсюдно. Вона може займати до 50 % цього об'єму.

Вода не надходить у свердловину доти, доки кількість нафти і газу у породах – колекторах не зменшиться до такого рівня, за якого порода стає більш проникною для води, ніж для інших складових флюїду (нафти і газу).

Характер ВНК (водонафтового контакту) покладу свідчить про умови акумуляції нафти і газу у пастці та особливості її геолого-структурного формування.

Оскільки нафта, газ та вода утворюють єдину флюїдну систему, нафтогазові родовища можна розглядати як окремі елементи великих гідрогеологічних структур. Серед них особливу увагу заслуговують водонапірні басейни, які складаються з напірних водоносних горизонтів та комплексів, що контролюються депресійними регіональними тектонічними структурами, заповненими осадовими породами. Тому нафтогазове районування великих територій часто співпадає з гідрогеологічним.

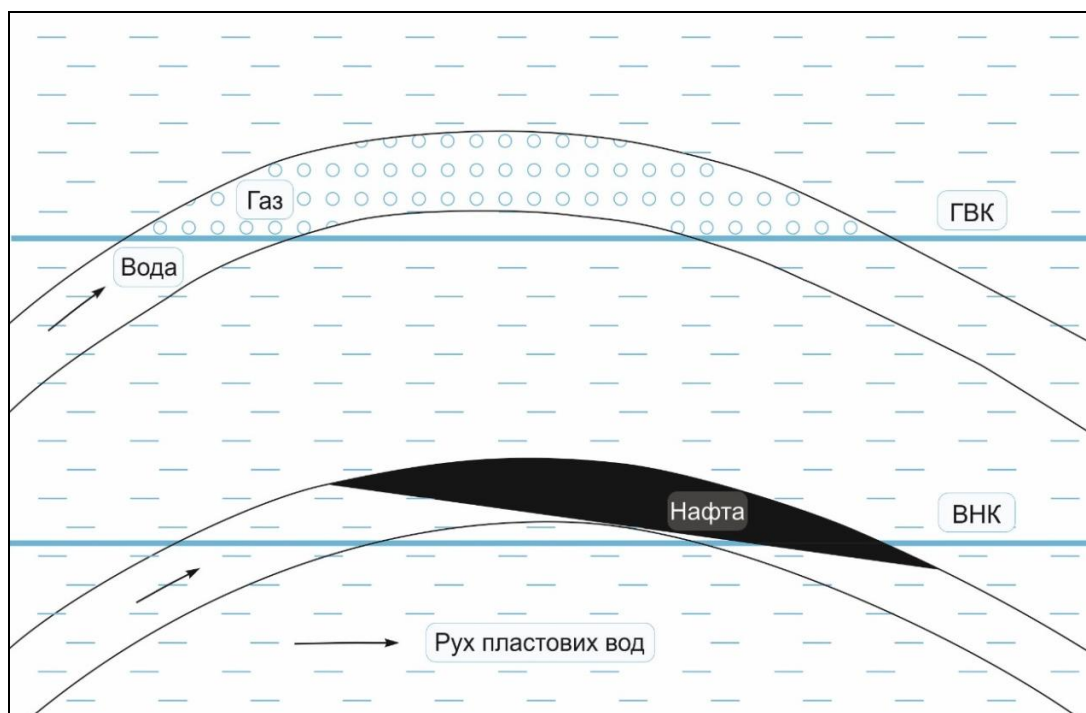


Рисунок 2.7 – Газоводяний (ГВК) та водонафтовий (ВНК) контакти у покладі нафтогазового родовища

Свердловини, що в процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ розкрили пористі породи лише з водою або воду з непромисловими кількостями нафти і газу (тобто ті, що не виявили нафтогазові поклади), мають назву «сухих», «водяних» або непродуктивних.

Як було зазначено раніше, нижня поверхня межі більшості нафтогазових і газових покладів є водонафтовим або газоводяним контактом. Вільні води, що оточують поклади, заповнюючи поровий простір нижче та навколо нього, мають

назву *підшовних* або *крайових вод* залежно від їх положення відносно покладів (рис. 2.8).

Зі зниженням дебітів нафти і газу із більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підшовні або крайові води. На деяких покладах вода надходить разом із нафтою зі свердловин вже на ранніх стадіях експлуатації, а в інших випадках видобування нафти або газу ніколи не супроводжується значними кількостями води. Пластові води у товщах, що залягають вище поклада, мають назву *верхніх вод*. Води з водоносних формацій, що залягають між продуктивними горизонтами, називаються *проміжними*.

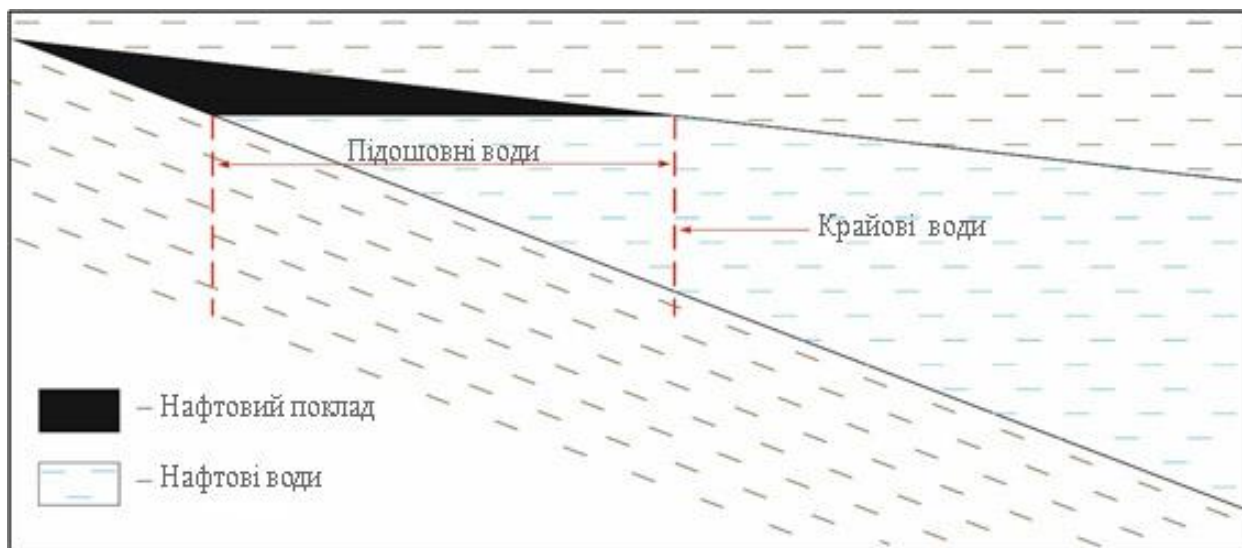


Рисунок 2.8 – Положення у розрізі підшовних та крайових вод відносно нафтового поклада

Генетичні та геохімічні особливості підземних вод нафтогазових родовищ

За походженням води нафтогазових родовищ можуть бути поділені на метеорні, поховані та змішані.

Метеорні води – це води, які інфільтруються у пористі та проникні породи верхніх горизонтів геологічного розрізу. Присутність карбонатів та бікарбонатів, а іноді і сульфатів у водах якогось із нафтогазових родовищ вказує на те, що ці води хоча б частково надходять сюди з поверхні.

Похованими у нафтогазовій гідрогеології називають води, що знаходилися у колекторах до розкриття їх бурінням. Більшість похованих вод або розсолів характеризується значним вмістом хлоридів та натрію. Концентрації NaCl в них є набагато більшими ніж у океанській воді. Загально гідрогеологічне значення терміну «поховані» води полягає у тому, що це сингенетичні або автохтонні води, що потрапили в осад одночасно з його утворенням та збереглися в ньому після його перетворення на гірську породу.

Змішані води містять хлоридні, гідрокарбонатні та сульфатні іони. Це вказує на їх складну природу формування внаслідок процесів змішування похованих та інфільтраційних вод.

Води нафтогазових родовищ можуть бути вільними та зв'язаними.

Вільні пластові води, маючи різний склад та походження, мігрують тими ж самими каналами фільтрації, що й вуглеводневі флюїди. Натомість *зв'язані води* існують в поровому просторі нафтогазового резервуара. Тут основна частина зв'язаної води є абсорбованою мінеральними частками або утримується капілярними силами. Такі води зі збільшенням водонасиченості до підшови покладу, переходять у вільні. Саме вільні води витісняються нафтою і газом під час формування покладів вуглеводнів.

Води нафтогазових родовищ найчастіше характеризуються *лужністю*. Показник концентрації водневих іонів (іонів гідрогену) в них становить 7,5–9,0, а окисно-відновний потенціал (Eh) нафтових вод, що вимірюється у мілівольтах, звичайно має від'ємні значення. Це вказує на їх відновний характер завдяки глибокому заляганню та ізольованості від земної поверхні.

Підземні води нафтових і газових родовищ мають переважно хлоридний натрієвий склад і великий набір мікроелементів та газів, серед яких вуглеводні, галогени, азотисті сполуки, метали, інертні гази та ін.

Мірою вмісту розчинених у воді мінеральних речовин є її загальна мінералізація, що визначається масою сухого залишку після випарювання.

За загальною мінералізацією серед нафтових вод виділяють:

- ультрапрісні – до 0,1 г/дм³;
- прісні – 0,1–1,0 г/дм³;
- слабо мінералізовані – 1,0 – 3,0 г/дм³;
- середньої мінералізації – 3,0 – 10,0 г/дм³;
- високої мінералізації – 10,0 – 35,0 г/дм³;
- розсоли – понад 35,0 г/дм³.

У свою чергу розсоли нафтогазових родовищ за ступенем мінералізації поділяють на слабкі (до 140 г/дм³), міцні (140 – 270 г/дм³) та дуже міцні (270 – 340 г/дм³). Наявність у воді іонів кальцію і магнію обумовлює її жорсткість, яка є прямо пропорційною вмісту цих елементів.

Гази нафтових і газових родовищ є природними сумішами переважно вуглеводів метанового ряду із загальною хімічною формулою C_n H_{2n+2} (від метану до бутану). Як домішки, а іноді й у суттєвих кількостях, зустрічаються H₂S, CO₂, N₂, а у незначних – H, Ar, He, пара Hg та інші. Природні гази розчиняються у воді та нафті. Їх розчинність залежить від тиску, температури та складу газу. У підземних водах у розчинному стані присутні метан і його гомологи, діоксид вуглецю, азот, сірководень, інертні гази – гелій, аргон, неон, радон та інші.

За В. Колодієм, вміст розчиненого у водах кисню досягає 20 см³/дм³, H₂S – 2000 см³/дм³, а H₂ – до 1000 см³/дм³.

З водою гази утворюють молекулярні розчини. У підземних водах нафтогазоносних структур переважають CH₄ і його гомологи, а серед інших газів присутні CO₂, N₂, NO, H₂, інертні гази.

Об'єм газу, що розчинений в одиниці об'єму води за нормальних умов (тиску 760 мм рт. ст. і температурі 20 °С), називається *газонасиченістю води*. Вона є сумою об'ємів усіх розчинених у воді газів і виражається в одиницях об'єму газу на об'єм води (нм³/м³ або нсм³/см³).

Вміст вуглеводневих газів у водах нафтових і газових родовищ іноді перевищує $13\,000\text{ см}^3/\text{дм}^3$. Фактичну газонасиченість підземних вод можна визначити лише на основі аналізу глибинних проб, відібраних спеціальним пробовідбірником (КП – 65 та ін.).

Підземні води нафтогазових родовищ вміщують різноманітні органічні речовини (ОР), серед яких (в $\text{мг}/\text{дм}^3$) жирні ($n \cdot 10^{-3} - n \cdot 10^3$) та нафтеніві ($n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^2$) кислоти; ароматичні вуглеводні – бензол ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10^2$), толуол ($n \cdot 10^{-3} \cdot n \cdot 10$), феноли ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10$), азотисті сполуки ($n \cdot 10^{-1} \cdot n \cdot 10$), сполуки фосфору ($n \cdot 10^{-2} \cdot n \cdot 10$) та інші. Проте у цих водах найбільш розповсюдженими є вуглеводні, що присутні у нафтогазових покладах.

Формування хімічного складу пластових вод нафтогазоносних родовищ обумовлюється палеогідрогеологічними умовами, складом порід водоносних товщ, глибинами залягання та іншими факторами. Основні компоненти їх іонно-сольового складу є Cl^- та Na^+ . Підпорядковане значення мають HCO_3^- та SO_4^{2-} , а також Ca^{2+} та Mg^{2+} . У дуже міцних (понад $300\text{ г}/\text{дм}^3$) розсолах іон Ca^{2+} може домінувати над іоном Na^+ . Тому, окрім переважно хлоридних натрієвих, тут зустрічаються хлоридні кальцієві розсоли, а також гідрокарбонатні натрієві води. Останні, з мінералізацією у 5–10 разів меншою за показники гідрогеохімічного фону, мають назву *конденсаційних* або *салюційних*.

Конденсаційні води облямовують поклади вуглеводнів. Вони відрізняються високим вмістом йоду, бром, амонію, сіліцію, калію, стронцію, літію, рубідію, цезію та ін.

Якщо вміст мікроелементів у пластових водах (розсолах) збільшується зі збільшенням мінералізації, то у прісних конденсаційних водах така залежність відсутня. Це є свідченням того, що формування цих геохімічних типів вод відбувалося за різними схемами.

Гідрогеохімічні показники нафтогазоносності

Підземні пластові води родовищ нафти і газу мають специфічні особливості, які використовують як показники при прогнозуванні нафтогазоносності надр. При цьому виділяють *локальний* (на окремих структурах і ділянках) та *регіональний* (на великих площах) види прогнозування.

Оскільки підземні води є основним носієм не лише мінеральної речовини, а й теплової енергії, вони виступають головним чинником процесів *тепломасопереносу* в земній корі. Води, що мають підвищену температуру, часто спостерігаються у зонах нафтогазових родовищ, які контролюються розломними структурами. Це явище пов'язане з висхідним розвантаженням вуглеводневих флюїдів, підземних вод і теплового потоку по тих же самих каналах фільтрації. Ось чому гідрогеотермічні аномалії є важливим індикатором скупчень нафти і газу в надрах.

Для прогнозу нафтогазоносності використовують також геохімічний тип вод і характер їх загальної мінералізації, сульфатність, вміст мікроелементів (амоній, йод, бром, бор, ртуть, гелій, стронцій, ванадій) та інші особливості.

Найбільш загальними показниками нафтогазоносності у стабільних платформних умовах є *хімічний* склад (хлоридний натрієвий) підземних вод та їх висока *мінералізація*. У зонах альпійської активізації, що проявляється і у сучасних тектонічних рухах, надійним показником є гідрокарбонатні натрієві води з низькою мінералізацією.

Важливим критерієм оцінки нафтогазоносності є *сульфатність* підземних вод, яка різко знижується при наближенні до контуру нафтогазового покладу.

Органічні речовини, розчинені у підземних водах, належать до прямих показників присутності скупчень вуглеводів у надрах, оскільки вони не лише є джерелом утворення нафти і газу, а й можуть надходити у підземні води з нафтового покладу внаслідок конвективного та молекулярного дифузійних процесів. Слід зазначити, що присутність органічної речовини у підземних водах пов'язана в основному з покладами нафти і газоконденсату.

Досить надійним показником нафтових покладів є *радіоактивність* підземних вод за рахунок збагачення їх солями радію. Натомість самі нафти відрізняються низьким вмістом радію.

Вміст у підземних водах *ароматичних вуглеводнів* (бензолу і толуолу) також може слугувати прямим показником нафтогазоносності. З наближенням до нафтових і газоконденсатних покладів концентрація їх значно підвищується.

Феноли, що у водах нафтових та газоконденсатних родовищ досягають концентрацій 20–30 мг/дм³, можуть бути ознакою наявності в надрах легких нафт та газоконденсату.

Гази, що присутні у підземних водах, – важливий показник нафтогазоносності. Найбільше значення мають вуглеводневі гази, а також гелій, пара ртуті, азотисті сполуки (N, NO, NO₂, NH₃) та інші.

Загальна газонасиченість підземних вод визначається як кількість газу, розчиненого в одиниці об'єму води. Найбільша газонасиченість вод спостерігається у зонах метанової газонасиченості.

Гідрогеохімічні аномалії, що є ділянками різкої зміни хімічного складу підземних вод порівняно з фоновими показниками, є важливим критерієм прогнозування і пошуку родовищ нафти та газу. Це визначається тією величезною роллю, яку вода відіграє у формуванні та руйнуванні вуглеводневих покладів у земних надрах.

Аномальні ділянки характеризуються контрастністю, під якою розуміють співвідношення вмісту компонентів у воді в межах аномалії до їх фонових (середніх) значень. Чим більшою є контрастність, тим надійнішою у прогнозуванні значенні є аномалія.

Здебільшого гідрогеохімічні аномалії приурочені до тектонічно послаблених ділянок, де відбувається висхідне розвантаження вод глибоких горизонтів, нафтогазових флюїдів, теплового потоку та хімічних елементів і сполук глибинного генезису. Дуже часто на денній поверхні або поблизу неї розвантажуються хлоридні розсоли або прісні гідрокарбонатні конденсаційні (салюційні) води, що є важливою ознакою можливої присутності покладів нафти або газу. Це так звана «гідрогеохімічна інверсія», прояви якої часто супроводжують родовища вуглеводнів.

3 ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА ЇХ ФЛЮЇДІВ

3.1 ГІРСЬКІ ПОРОДИ

Земна кора, яка обмежена знизу поверхнею Мохоровичича, сформувалася в результаті взаємодії поверхневих твердих горизонтів планети з атмосферою, гідросферою і біосферою, з одного боку, і з підстилаючим її субстратом – з іншого. Вона характеризується досить різко змінюваною товщиною і неоднаковою будовою. В середньому підшва кори (поверхня Мохоровичича) залягає під континентами на глибині 40 км, а під океанами – на 11 – 12 км.

Земна кора складається з багатьох геологічних тіл, різноманітних за складом, формою і розмірами. Найдрібнішими з цих тіл є окремі зерна і кристали, що являють собою природні, хімічні сполуки або самородні елементи певного складу та кристалічної будови і називаються *мінералами*.

У самородному вигляді (графіт, сірка, мідь, золото та ін.) мінерали зустрічаються рідко. Більшість мінералів (понад 2000) – це хімічні сполуки, наприклад, різні солі, утворені шляхом випадання з концентрованих розчинів водою. Широко розповсюджені також мінеральні скупчення, які утворилися в результаті застигання розплавленої речовини Землі. Вважається, що нижні шари земної кори представлені такими мінеральними скупченнями.

Мінерали можуть бути кристалічними і аморфними. У кристалічній речовині частинки розташовані у певному, точно визначеному порядку. Форма кристалів залежить від будови речовини, від її кристалічної решітки. Для аморфної речовини характерне хаотичне розміщення частинок.

Геологічні тіла, які складаються з мінеральних зерен або їх уламків і входять до складу земної кори, називаються *гірськими породами*. Склад, форма і розміри цих тіл визначаються умовами утворення всієї сукупності мінеральних зерен або їх уламків та умовами, в яких відбувались і відбуваються зміни гірських порід.

Гірські породи можуть складатися з одного мінералу (мономінеральні) або з декількох (полімінеральні). Розрізняють вісім основних груп породоутворюючих мінералів: алюмосилікати (польові шпати і фельдшпатити), слюди, залізо-магнієвісілікати, окисні (кварц, оксиди заліза та ін.), карбонатні (кальцит, доломіт та ін.), сульфатні (ангідрит, гіпс), хлориди (галіт, каїніт, бішофіт), глинисті (сметити, гідрослюди, хлорити, каолініти та ін.).

Залежно від умов утворення гірські породи поділяють на магматичні, осадові та метаморфічні.

Магматичні гірські породи утворилися в результаті застигання розплавленої речовини (магми) як у породах земної кори (інтрузивні породи), так і на її поверхні або на дні водоймищ (ефузивні породи). Магматичні породи є первинними і не зазнали суттєвих змін з моменту утворення. Характерними їх представниками є базальти, граніти, габро, діорити та ін.

Осадові гірські породи утворилися в поверхневій частині земної кори в результаті руйнування і перевідкладання раніше утворених порід, випадання різних речовин із розчинів і продуктів життєдіяльності. В осадових породах можуть одночасно бути три складові частини: уламки мінералів і гірських порід як продуктів руйнування, наприклад, магматичних порід; останки організмів та органічних речовин; мінерали, що утворилися хімічним способом на різних стадіях формування породи. Представники осадових порід – піщаники, алевроліти, глини, гіпси, вапняки, ангідрити та ін.

Метаморфічні гірські породи утворилися в надрах земної кори в результаті дії високих температур, тисків і хімічних перетворень. Метаморфічні породи поділяють на *ортопороди*, утворені з магматичних, і *паропороди*, сформовані з осадових. Основні найбільш розповсюджені метаморфічні гірські породи – кварцити, мармури, сланці, філіти і гнейси.

Будова гірських порід характеризується структурою і текстурою.

Структура породи визначає особливість її будови, яка обумовлена розмірами, формою, характером поверхні зерен і різновидністю скріплюючого зерна цементу.

Текстура породи визначається просторовим взаємним розташуванням мінеральних зерен і характером заповнення об'єму породи. До текстурних ознак належать шаруватість, тріщинуватість, пористість та ін.

Буріння нафтових і газових свердловин ведеться в осадових гірських породах, які залягають у верхній частині земної кори і генетично пов'язані з нафтою і газом. За М.С. Швецовим, осадові гірські породи поділяють на уламкові, глинисті, хемогенні, органогенні та змішані.

Уламкові осадові гірські породи утворюються внаслідок накопичення продуктів механічного руйнування порід, які існували раніше.

Глинисті породи на 50% і більше складаються з глинистих мінералів і тонкодисперсного матеріалу – пеліту.

Уламкові та глинисті породи найбільш розповсюджені серед осадових порід. Уламкові породи залежно від розміру поділяють на грубоуламкові, піщані, алевритові і пелітові (глинисті) (табл. 3.1). Грубоуламкові породи в розрізах нафтових і газових свердловин зустрічаються рідко.

Піщаники – це сцементовані піски. За мінеральним складом вони можуть бути кварцовими (зерна кварцу складають не менше 95% маси породи), аркозовими (переважають зерна кварцу і польових шпатів) і поліміктовими (зерна різних мінералів). Як цементуючий матеріал в піщаниках присутні сполуки заліза, кремнію і кальцію, а також глина. Залежно від розміру зерен піщаники поділяють на крупнозернисті (0,50 – 1 мм), середньозернисті (0,25 – 0,50 мм) і дрібнозернисті (0,10 – 0,25 мм).

Алевроліти за мінеральним складом найчастіше бувають поліміткові з кремнеземистим, вапнистим і глинистим цементом. Алевролітовий уламковий матеріал, з якого утворюються алевроліти, найчастіше накопичується на дні водних басейнів між піщаними і глинистими товщами. За розмірами зерен алевроліти поділяються на крупнозернисті (0,05 – 0,10 мм), середньозернисті (0,025 – 0,05 мм) і дрібнозернисті (0,01 – 0,025 мм).

Таблиця 3.1

Характеристика уламкових гірських порід

Група уламкових порід	Розміри уламків, мм	Рихлі породи, представлені уламками		Зцементовані породи, представлені уламками	
		кутовими	окатаними	кутовими	окатаними
Грубоуламкові	>100	глиби	валуни	брекчії	конгломерати
	10 – 100	щебінь	галька		
	1 – 10	дресва	гравій		
Піщані	0,1 – 1,0	піски		піщаники	
Алевритові	0,01 – 0,1	алеврити		алевроліти	
Пелітові	<0,01	глини		аргіліти	

Глини складаються з частинок розміром менше 0,01 мм, причому більше 30 % представлені частинками із розмірами меншими за 0,001 мм. До їх складу входить суміш глинистих мінералів з домішками кварцу, польового шпату, кальциту, піриту та ін. Атомна структура кристалів глинистих мінералів, в основному, визначає властивості глин. За хімічним складом основа глинистого мінералу являє собою водні алюмосилікати із включенням атомів лужних і лужноземельних металів. Більшість глин за своєю будовою нагадує слюду. Луски глин складаються із дрібних кристалічних пластин, що утворюють пакет, в якому базальні (основні) поверхні паралельні. Відстань між базальними поверхнями частинки визначає поперечний розмір елементарної частинки. За двома іншими напрямками кристал не має визначених розмірів, але максимальний розмір частинки не перевищує 2 мкм.

Специфіка глинистих мінералів характеризується високим ступенем дисперсності, або сумарною поверхнею частинок одиначної маси, яскраво вираженою анізотрією частинок, наявністю комплексу обмінних катіонів, здатністю активно фізично взаємодіяти з молекулами води. У воді частинки глини перетворюються на міцелу з дифузною оболонкою, яка нерівномірно перекиває поверхню частинки. Товщина і будова дифузної оболонки залежать від ступеня гідратації та поверхневої дисоціації катіонів, які являють собою обмінний комплекс глини. Негативний заряд міцели визначається електрокінетичним потенціалом, який проявляється при переміщенні міцели, тобто при зриві гідратованих катіонів дифузного шару. Електрохімічні та в цілому фізичні процеси у подвійному електричному шарі частинок глини та їх інтенсивність визначаються природою глинистого мінералу, різновидністю катіонів обмінного комплексу і термохімічними характеристиками середовища. Найбільш розповсюджені типи глинистих мінералів – це смектити, гідроліти, хлорити і каолінити.

Група смектитів представлена монтморилонітом. Смектити мають рухому кристалічну решітку і можуть дуже набухати у воді без втрати зв'язку між частинками. Ступінь набухання залежить від обмінної ємності, гідратаційної

здатності катіонів та їх поверхневої дисоціації. За наявності в монтморилоніті катіонів натрію ступінь і тиск набухання досить високі. При бурінні зі звичайними неінгібуючими розчинами це може викликати інтенсивне руйнування стінок свердловини, складених такими глинами.

Типовими представниками групи гідролюд єліти, які відрізняються від монтморилоніту наявністю більш жорсткої кристалічної решітки. Ці глини набухають значно менше.

Каолініти завдяки наявності сильного водневого зв'язку між шарами практично не набухають. Ізоморфні заміщення катіонів незначні або взагалі відсутні, особливо на базальних поверхнях. Хлорити посідають проміжне положення між ілітами та каолінітами.

Інколи зустрічаються пласти змішано-шаруватих глин. Більш розповсюджені шари відкладів іліту і монтморилоніту, а також хлориту і вермікуліту. Такі глини звичайно диспергуються у воді легше, ніж мономінеральні глини, особливо за наявності монтморилоніту.

Атапульгіти та їх різновид – палигорськіти – суттєво відрізняються від інших глин за структурою і формою первинних частинок, які являють собою пучки вузьких і тонких пластин. Ці глини мають низьку питому поверхню і невисоку обмінну місткість.

До материнських мінералів утворення глин належать продукти хімічного розпаду магматичних порід основного складу в умовах, близьких до атмосферних. Глини, які утворилися в місці залягання материнських порід, називають первинними. Внаслідок ерозії первинних глин і перенесення матеріалу в прісні і морські басейни утворилися вторинні глини, які в геосинклінальних районах піддалися найбільшому ущільненню і діагенезу. Монтморилоніт частіше зустрічається в третинних викладах, рідше в мезозойських формаціях і дуже рідко у більш ранніх осадових комплексах. Вважають, що його особливо багато у середньотретинних відкладах. Хлорити та іліти зустрічаються у породах всіх стратиграфічних відділів, у тому числі і найдревніших. Каолініт присутній у всіх формаціях, але в невеликих кількостях.

Глини характеризуються масивними (невпорядкованими) і шаруватими текстурами, інколи з чітко вираженою ритмічністю.

Аргіліти – це осадові гірські породи, які утворилися при ущільненні, дегідратації та цементації пластичних глин.

Хемогенні породи утворилися при випаданні речовин із істинних і колоїдних водних розчинів. До цієї групи входять вапняки, доломіти, кам'яна сіль, ангідрити, гіпс та інші породи, які складаються із мінералу тієї назви, що й порода. Характерна їх особливість – відсутність органічних залишків.

Вапняки містять не менше 70 % CaCO_3 з домішками глинистих, алевроитових та піщанистих частинок, а також доломіту та гіпсу. Для вапняку характерна кристалічно-зерниста структура.

Доломіти – це породи, які містять близько 90 % доломіту з незначними домішками кальциту, гіпсу та інших речовин. Вони мають масивну текстуру.

Кам'яна сіль нерідко утворює пласти великої товщини, які характеризуються кристалічною структурою і щільною масивною текстурою. Сольові відклади можуть включати галіт (NaCl), сильвін (KCl), бішофіт ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), карналіт ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) тахгідрит ($2\text{MgCl}_2 \cdot \text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) та ін. Найчастіше зустрічаються галіт і сильвін. Сольові відклади рідше представлені бішофітом, карналітом і тахгідритом, які мають невелику товщину, але характеризуються високою розчинністю при їх розбурюванні та підвищеною агресивністю полівалентних катіонів.

Ангідрити – це породи, які зустрічаються у вигляді пластів зернистої будови.

Гіпси – це породи, які мають зернисту будову і масивну текстуру. Містять у вигляді домішок ангідрит, доломіт, кальцит, уламковий матеріал.

Органогенні породи представлені продуктами життєдіяльності організмів, головним чином скелетними останками морських, рідше прісноводних мікроорганізмів. До цієї групи входять вапняки органогенного походження, крейда, вугілля, асфальти та ін. В одних породах останки мікроорганізмів помітні неозброєним оком. Інші породи, наприклад, крейда, складені твердими вапняковими скелетами мікроорганізмів або представлені мінеральними складовими з речовинами органічного походження (вугілля, асфальти та ін.).

Змішане походження мають осадові породи, які складаються із уламкового та якого-небудь іншого матеріалу (хімічного або органічного походження). Це, наприклад, мергелі, піщані і глинисті вапняки та ін.

Мергелі – це сильновапнякові глини, які вміщують 50 – 80 % CaCO_3 і MgCO_3 та 20 – 50% глинисто-піщаного матеріалу.

За характером зв'язку між частинками гірські породи поділяють на три групи: скельні (піщаники, вапняки, граніти та ін.), що характеризуються високою міцністю з'єднання частинок; зв'язані (глини), що характеризуються наявністю між ними сил зчеплення, змінними залежно від вологи; сипучі (піски, галька та ін.), які не мають зчеплення в сухому стані та при повному насиченні водою; при обмеженому насиченні водою у цих порід існують сили зчеплення, обумовлені тертям.

Вік осадових гірських порід встановлюється на основі вивчення органічних останків і аналізу взаємних співвідношень пластів.

3.2 КЛАСИФІКАЦІЯ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Під фізичною властивістю породи розуміють її специфічну поведінку (у відповідь) при дії на неї певних фізичних полів або тіл.

Чисельно кожна фізична властивість породи оцінюється одним або декількома параметрами (показниками, характеристиками), що є кількісною мірою властивості.

Властивості порід, що виявляються при дії на них конкретних інструментів та механізмів, і відповідні характеристики називають гірничо-технологічними.

Усю сукупність фізичних та технологічних параметрів порід, що описують їх поведінку у процесах розробки, прийнято називати фізико-технічними параметрами. Фізико-технічні властивості порід підрозділяють залежно від впливу зовнішніх полів, що їх викликали.

У фізиці гірських порід під поняттям "зовнішнє поле" мають на увазі той вид енергії або речовини, під впливом якого в даний момент знаходиться порода. Виходячи з цього виділяють механічне поле (тиск) та відповідні йому механічні властивості порід, теплове поле (температура) та теплові властивості, електричне, магнітне та радіаційне поля та такі ж властивості порід. Крім того, існує ще речове поле (флюїди) та відповідні йому гідравлічні та газодинамічні властивості.

Електромагнітні та акустичні властивості порід пов'язані з впливом на них хвильових процесів – у першому випадку електромагнітного поля, у другому – пружних коливань. Тому багато параметрів, що описують ці властивості, близькі один одному за своєю фізичною сутністю.

Механічні властивості гірських порід широко розгалужені. Всі ці властивості оцінюють параметрами, що пов'язують механічні напружки та відповідні деформації в породах.

Радіаційні (ядерні) властивості порід проявляються при дії на них потоків мікрочастинок або електромагнітного випромінювання значної жорсткості (рентгенівські, гамма-промені), а також за наявності в породах радіоактивних елементів.

Класифікація фізико-технічних властивостей та параметрів наведена в табл. 3.2.

Крім того, всі фізичні параметри порід поділяють за своєю фізичною сутністю на три групи.

До першої групи входять параметри, що характеризують оборотні зміни кількості енергії або речовини всередині породи (підвищення або зниження їх під впливом зовнішніх полів). До них відносяться, наприклад, модуль об'ємного стиску K , що характеризує накопичення потенційної механічної енергії в породі при всебічному її стиску; діелектрична проникність ε – параметр, що визначає електроємність порід; питома теплоємність c – параметр, що оцінює здатність породи накопичувати тепло; вологоємність w – параметр, що характеризує здатність породи накопичувати воду, і т.д.

Більшість цих параметрів мають статичний, накопичувальний характер і тому є скалярними.

До другої групи входять параметри, що оцінюють, як правило, незворотні перетворення даного виду енергії в породах на інший вид енергії, що призводять до істотної зміни стану породи. До них відносять, наприклад, коефіцієнт пластичності k_{nl} , тангенс кута діелектричних втрат $tg\delta$, питому теплоту плавлення q , коефіцієнти поглинання пружних та електромагнітних хвиль θ , межі міцності $\sigma_{ст}$; σ_p , коефіцієнти теплового розширення α , γ_m тощо.

До третьої групи входять параметри, що описують процеси передачі енергії, а також переміщення рідин та газів у породах. До них відносяться:

коефіцієнт теплопровідності λ , питома електропровідність σ_3 , коефіцієнти заломлення n і відображення $K_{отр}$ хвиль, коефіцієнти проникності k_{np} і фільтрації k_f тощо. Всі ці параметри є чітко вираженими тензорними величинами і тому залежать від напрямку вимірювання.

Таблиця 3.2

Класифікація найчастіше застосовуваних фізико-технічних параметрів гірських порід

Група властивостей	Підгрупа властивостей	Фізичні параметри
1	2	3
Щільнісні	–	Щільність, об'ємна маса Пористість (загальна, ефективна) Коефіцієнт пористості
Механічні	Пружні	Модуль Юнга Коефіцієнт Пуассона Модуль зсуву Модуль всебічного стиснення Модуль одностороннього стиснення Межа пружності
	Пластичні	Коефіцієнт пластичності Модуль деформації
	Міцні	Межа міцності при стисненні Межа міцності при розтягу Межа міцності при зсуві Зчеплення Кут внутрішнього тертя
	Реологічні	Параметри повзучості Період релаксації Тривала міцність Межа тривалої міцності
Теплові	Провідні	Коефіцієнт теплопровідності Температуропровідність
	Поглинаючі	Питома теплоємність
	Впливні	Теплота плавлення Коефіцієнти теплового розширення Температура фазових перетворень
Електричні	Провідні	Питомий електроопір
	Поглинаючі	Діелектрична проникність Тангенс кута діелектричних втрат
	Впливні	Пробивна напруженість
Магнітні	Поглинаючі	Залишкова намагніченість Магнітна проникність Магнітна сприйнятливість
	Впливані	Температура Кюрі Коерцитивна сила

1	2	3
Хвильові	Акустичні	Швидкість розповсюдження хвиль Коефіцієнт поглинання Питомий хвильовий опір Коефіцієнт відбиття Коефіцієнт заломлення Критичний кут повного внутрішнього відображення
	Електромагнітні	Швидкість розповсюдження хвиль Коефіцієнт поглинання Коефіцієнти відображення Коефіцієнти заломлення Хвильовий опір
Радіаційні	Природні	Природна радіоактивність
	Поглинаючі	Коефіцієнти поглинання Ефективні перерізи розсіювання та поглинання
	Провідні	Довжина уповільнення нейтронів Час уповільнення нейтронів
Гідрогазо-динамічні	Поглинаючі	Вологоємність Коефіцієнт водонасичення Коефіцієнт водовіддачі
	Провідні	Коефіцієнт проникності Коефіцієнт фільтрації
	Впливні	Розчинність Коефіцієнт набування Коефіцієнт розмокання
Гірничо-технологічні	Загальні	Показник проблеми руйнування Коефіцієнт міцності Твердість Коефіцієнт абразивності Дробимість Коефіцієнт тертя
	Виняткові	Вибуховість Питоме зусилля різання Показник проблеми буріння Екסקація

3.3 ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

3.3.1 Фізико-механічні властивості гірських порід

Фізичні властивості характеризують фізичний стан тіла (в даному випадку – гірської породи) і відображають його якісну і кількісну визначеність, в тому числі також при дії різних фізичних полів. До фізичних властивостей гірських порід належать їх пористість, густина, вологість і т. ін [2].

Пористість характеризує наявність порот у гірських породах і кількісно оцінюється *коефіцієнтом загальної пористості*

$$m = \frac{V_{\Pi}}{V_{\Gamma\Pi}},$$

де V_{Π} – загальний об'єм пустот у породі об'ємом $V_{\Gamma\Pi}$.

Пористість гірської породи визначається в основному розмірами і формою мінеральних зерен, ступенем їх ущільненості типом цементу і т. ін. Характерні значення загальної пористості для основних типів осадових порід наведено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Пористість основних типів осадових порід

Порода	m	Порода	m
Піщаник	0,02 – 0,35	Доломіт	0,02 – 0,17
Алевроліт	0,05 – 0,26	Ангідрит	0,02 – 0,17
Глина	0,05 – 0,38	Гіпс	0,13 – 0,16
Аргіліт	0,02 – 0,20	Опока	0,35 – 0,50
Мергель	0,05 – 0,35	Кремій	0,01 – 0,06
Вапняк	0,02 – 0,23	Крейда	0,25 – 0,39

Пористість магматичних і метаморфічних гірських порід незначна і рідко перевищує 0,01.

Сполучені між собою пори утворюють порові канали, які умовно поділяють на три групи:

- надкапілярні з розмірами пор понад 0,5 мм;
- капілярні з розмірами пор від 0,2 мкм до 0,5 мм;
- субкапілярні з розмірами пор меншими за 0,2 мкм.

Поряд із загальною розрізняють відкриту або ефективну пористість, яка кількісно оцінюється *коефіцієнтом відкритої (ефективної) пористості*

$$m_e = \frac{V_{\Pi e}}{V_{\Gamma\Pi}},$$

де $V_{\Pi e}$ – об'єм відкритих, сполучених між собою пор.

Коефіцієнт відкритої пористості завжди менше коефіцієнта загальної пористості, оскільки в породі є закриті, тобто не сполучені між собою пори.

За характером пустот виділяють гранулярні або порові, тріщинні, кавернові та змішані (тріщинно-порові, тріщинно-кавернові тощо) гірські породи.

Пористість гірських порід визначають за допомогою різних методів.

Метод насичення гірської породи рідиною (як правило, гасом) зводиться до визначення ваги сухого зразка у повітрі G , ваги насиченого гасом зразка у гасі G_1 , і ваги насиченого гасом зразка у повітрі G_2 . Відкрита пористість обчислюється за формулою

$$m_e = \frac{G_2 - G}{G_2 - G_1}.$$

Об'єм відкритих пор визначається за об'ємами зразка і зерен з використанням пікнометрів та рідинних і газових порозиметрів. Газові порозиметри дають більш точні оцінки пристрою.

Розрізняють мінеральну густину ρ_m , густину скелета і власне гірської породи ρ_n .

Мінеральна густина породи визначається відношенням маси сухої мінеральної частинки гірської породи M_m до її об'єму V :

$$\rho_m = \frac{M_m}{V} = \frac{M_m}{V_{\text{ГП}}(1-m)}.$$

Мінеральну густину гірських порід знаходять, головним чином, пікнометричним способом для попередньо роздробленої породи з розмірами частинок, меншими за 2 мм, і висушеної у термостаті при температурі 100 – 105°C.

Густина скелета породи визначається відношенням маси M_m сухої мінеральної частини гірської породи до її повного об'єму:

$$\rho_c = \frac{M_m}{V_{\text{ГП}}}.$$

Густина гірської породи визначається відношенням суми мас мінеральної частини породи і флюїду, що її насичує, до об'єму:

$$\rho_{\text{П}} = \frac{M_m + M_{\text{ф}}}{V_{\text{ГП}}},$$

де $M_{\text{ф}}$ – маса флюїду.

Густина гірських порід змінюється в межах 1600 – 3500 кг/м³, середня густина Землі значно перевищує густину гірських порід і становить 5520 кг/м³. У табл. 3.4 і 3.5 наведено значення мінеральної густини найбільш розповсюджених типів гірських порід.

Значно впливає на властивості гірських порід (особливо рихлих) наявність у них води, яка може бути у фізично зв'язаному і вільному станах. Для оцінки кількості води, що міститься у породі, використовують *показник вологості* w , %:

$$w = \frac{M_{\text{П}} - M_m}{M_m},$$

де $M_{\text{П}}$ – маса вологої породи.

Деформування і руйнування гірських порід при створенні зовнішніх механічних навантажень характеризуються механічними властивостями.

Деформування – зміна форми і розмірів тіл під дією зовнішніх сил. *Руйнування* – розрив внутрішніх зв'язків (порушення цілісності) твердого тіла.

Таблиця 3.4

Мінеральна густина деяких типів магматичних і метаморфічних порід

Порода	Густина, кг/м ³		
	мінімальна	середня	максимальна
Магматичні породи			
Граніт	2560	2590	2680
Гранодіорит	2620	2690	2780
Діорит	2670	2810	2920
Габро	2850	2950	3050
Андезит	2170	2490	2680
Базальт	2220	2540	2850
Метаморфічні породи			
Філіт	2400	2450	2700
Сланець слюдистий	2600	2650	2700
Кварцит	2620	2640	2650
Вапняк мармуризований	2650	2670	2680
Мармур	2680	2700	2720

Таблиця 3.5

Мінеральна густина основних типів осадових порід

Порода	Густина, кг/м ³		
	мінімальна	середня	максимальна
Піщаник	2580	2670	2760
Алевроліт	2620	2690	2760
Глина	2580	2680	2780
Аргіліт	2600	2680	2780
Мергель	2580	2700	2800
Вапняк	2620	2720	2800
Крейда	2560	2690	2800
Ангідрит	2920	2960	3000
Гіпс	2310	2370	2480
Сіль кам'яна	2120	2160	2220
Опока	2100	3000	3500
Доломіт	2760	2800	2880
Кремій	2460	2590	2750

Поведінка твердого тіла у конкретних умовах деформування вивчається з використанням натурних випробувань, випробуванням його фізичних моделей і математичного моделювання.

Перший метод надійніший, але дуже трудомісткий і не завжди може бути реалізований. Другий метод менш надійний, але доступніший. Він базується на використанні теорії подібності і моделювання та широко застосовується при проведенні лабораторних експериментів. Третій метод найменш трудомісткий, але і не такий точний. В його основу покладено математичне моделювання твердого тіла.

При математичному описі механічних процесів деформування гірських порід використовують гіпотези континуума (суцільності) і дисконтинуума (дискретності) середовища. Гіпотеза континуума передбачає неперервність тіла до і під час деформації, тобто відсутність пустот і розривів. Гіпотеза дисконтинуума моделює тіло як дискретне середовище і більш адекватно описує деформування гірських порід, але є значно складнішою. При деформуванні проявляються такі властивості гірських порід, як пружність, пластичність і в'язкість, а при руйнуванні – міцність.

У табл. 3.6 наведено найбільш розповсюджені механічні та математичні моделі твердих тіл (для одновимірних простих деформацій), які можуть бути прийняті для опису деформування гірських порід. Ідеалізовані моделі пружного, жорсткопластичного і в'язкого тіл є основними. Використовуючи комбінації основних моделей, можна одержати моделі практично всіх тіл. На рис. 3.1 наведено графічні залежності механічних моделей твердих тіл. Зокрема моделі в'язкопружних тіл описують явища релаксації напружень і повзучості (рис. 3.1, е, є).

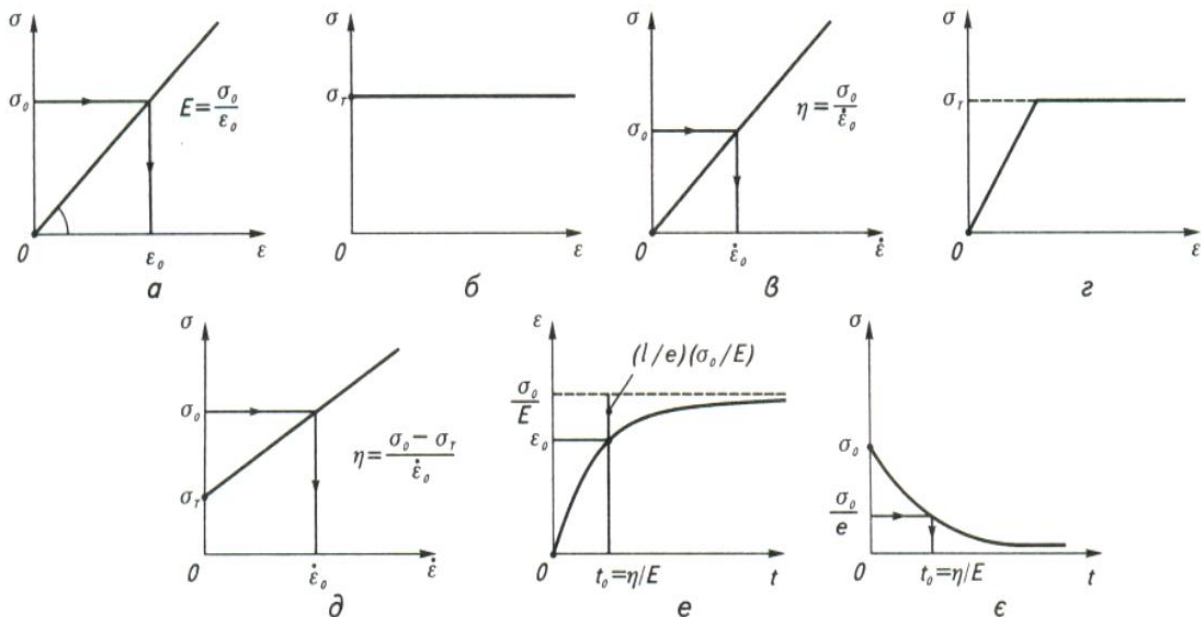




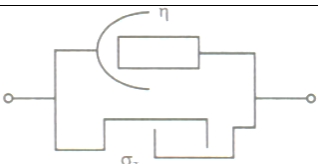
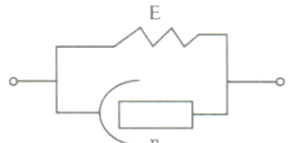



Рисунок 3.1 – Графічні залежності механічних моделей твердих тіл (за даними табл. 3.6)

Механічні і математичні моделі твердих тіл

Середовище (рис.3.1)	Механічна модель	Математична модель
Лінійнопружне (тіло Гука) (рис.3.1, а)		$\sigma = E\varepsilon$
Жорсткопластичне (тіло Сен-Венана) (рис.3.1, б)		$\varepsilon = 0$ при $\sigma < \sigma_T$ $\varepsilon \geq 0$ при $\sigma = \sigma_T$
В'язке (тіло Ньютона) (рис. 3.1, в)		$\sigma = \eta\dot{\varepsilon}$
Пружнопластичне (рис.3.1, г)		$\varepsilon = \frac{\sigma}{E}$ при $\sigma < \sigma_T$ $\varepsilon \geq \frac{\sigma_T}{E}$ при $\sigma = \sigma_T$
В'язкопластичне (тіло Бінгама) (рис. 3.1, д)		$\dot{\varepsilon} = 0$ при $\sigma < \sigma_T$ $\dot{\varepsilon} \geq \frac{\sigma - \sigma_T}{\eta}$ при $\sigma \geq \sigma_T$
В'язкопружне (тіло Кельвіна-Фойгта) (рис. 3.1, е)		$\sigma = E\varepsilon + \eta\dot{\varepsilon}$
В'язкопружне (тіло Максвелла) (рис. 3.1, є)		$\dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{E} + \frac{\sigma}{\eta}$

* E – модуль пружності; σ – напруження; ε – відносна деформація; σ_T – межа текучості; η – в'язкість; $\dot{\varepsilon} = d\varepsilon/dt$ $\dot{\sigma} = d\sigma/dt$.

Показниками механічних властивостей тіла є параметри його моделі (табл. 3.6). Для пружного тіла модулі пружності E, зсуву G, об'ємного стиснення K і коефіцієнт Пуассона μ пов'язані між собою такими залежностями:

$$\begin{aligned}
 K &= \frac{E}{3(1-2\mu)} = \frac{EG}{3(3G-E)}; \\
 G &= \frac{E}{2(1+\mu)} = \frac{3EK}{9K-E}; \\
 E &= \frac{9KG}{3K+G} = 3K(1-2\mu); \\
 \mu &= \left| \varepsilon_y / \varepsilon_x \right| = \frac{E}{2G} - 1,
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

де $\varepsilon_y, \varepsilon_x$ – відносні поздовжня і поперечна деформації при одновимірному поздовжньому навантаженні зразка.

Час релаксації визначається як

$$t_0 = \eta/E. \quad (3.2)$$

Під *міцністю* розуміють здатність матеріалу чинити опір руйнуванню при дії на нього механічного навантаження. Міцність гірських порід визначає їх несучу здатність. Гірські породи можуть втратити несучу здатність внаслідок крихкого руйнування або пластичної деформації. Міцність гірських порід визначають при простих видах навантаження і за умов всебічного стиснення. Під *простими видами* розуміють механічні навантаження на одноосьове стиснення і розтяг, а також згин і зсув. Міцність гірських порід при простих видах навантаження оцінюється критичними напруженнями на момент руйнування. Умови випробування підбирають таким чином, щоб відхилення від простого механічного навантаження було мінімальним.

Випробування на *одноосьове стиснення* здійснюють на зразках гірських порід правильної циліндричної форми. Відповідно до Міжнародного стандарту, прийнятого Міжнародним бюро з механіки гірських порід, при випробуваннях слід дотримуватися таких вимог:

1. Форма зразків циліндрична з діаметром $d = 40 - 45$ мм. Відношення $d:l \pm 0,05$ (l – довжина зразка). Торцеві поверхні зразків шліфуються. Відхилення від паралельності торців не більше 0,05 мм за діаметром основ зразка, а відхилення від перпендикулярності торців до твірної циліндра не більше 0,05 мм. Випуклість торців не більше 0,003 мм.

2. Випробувальний прес повинен мати поліровані плити, одна з яких на кульовій опорі.

3. Швидкість навантаження 0,5 – 1,0 МПа/с.

Зразок гірської породи деформується до руйнування. У процесі випробування фіксується навантаження і деформація зразка породи, на основі чого визначаються механічні властивості. На рис. 3.2 наведена характерна залежність, між навантаженням P на гірську породу і деформацією Δl при одноосьовому стисненні, на якій виділено типові області.

В області 1 відбувається закриття пор і мікротріщин, об'єм зразка зменшується. Крива поздовжніх деформацій характеризується випуклістю вниз, поперечні деформації збільшуються. Модуль пружності і коефіцієнт Пуассона зростають.

В області 2 приріст деформації пропорційний приросту навантаження. Модуль пружності та коефіцієнт Пуассона постійні.

В області 3 навантаження досягає критичного значення, починається стадія утворення мікротріщин. На цій стадії спостерігається прискорене зростання поперечних деформацій, але об'єм зразка продовжує зменшуватись.

В області 4 має місце некероване зростання тріщин. Закінчується безпечна стадія зростання мікротріщин і починається друга некерована стадія їх лавинного зростання і зливання, яка може мати місце навіть при постійному

навантаженні. Коли тріщиноутворення досягає максимальної швидкості, починається розгалуження тріщин і напруження в цьому випадку відповідають граничній міцності породи при даному типі і характері навантажень. Саме з цього моменту починається процес макроскопічного руйнування. На даній стадії швидко збільшуються поперечні деформації а також об'єм зразка за рахунок збільшення ступеня розпушення.

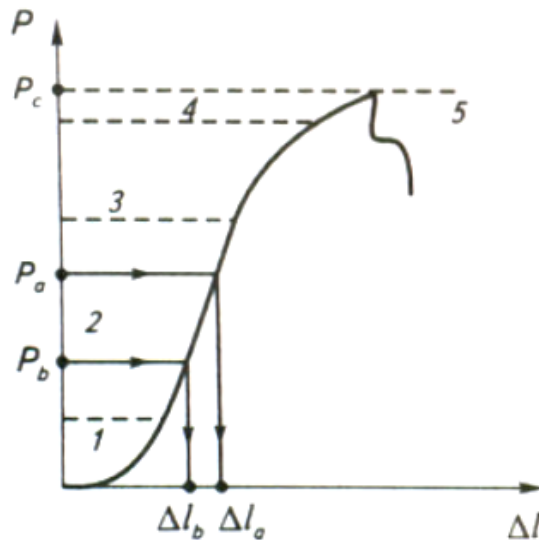


Рисунок 3.2 – Характерна залежність між навантаженням на гірську породу і деформацією при одноосьовому стисненні

В області 5 з розвитком процесу руйнування при випробуванні зразків порід виникають розриви внутрішніх зв'язків, які викликають локальну нестійкість в елементах зразка. Наявність таких областей локальної втрати стійкості не викликає вичерпання стійкості несучої здатності зразка породи в цілому внаслідок наявності зв'язків між окремими його частинками. Це призводить до появи на діаграмі падаючої ділянки кривої.

Найпоширенішим способом визначення міцності порід на стиск проводиться на гідропресах з визначенням стискуючого зусилля в момент руйнування зразків породи, які виготовлені у вигляді куба з ребром 50 мм або циліндрів з таким самим діаметром і висотою. Непаралельність площин зразка не повинна перевищувати 0,01 – 0,03 мм.

Міцність на стиск визначають за формулою

$$\sigma_{ст} = \frac{P}{S}, \quad (3.3)$$

де P – зусилля руйнування; S – площа поперечного перерізу зразка.

Для різних порід межа міцності на стиск змінюється від 0,1 МПа до 500 МПа.

Коефіцієнт міцності визначають за формулою

$$f = \frac{[\sigma_{ст}]}{10^7}. \quad (3.4)$$

Класифікація гірських порід за коефіцієнтом міцності розроблена М.М. Протодяконовим (табл.3.7) і широко застосовується в гірничій справі.

Таблиця 3.7

Класифікація гірських порід за коефіцієнтом міцності

Категорія	Ступінь міцності	Найменування порід	Коефіцієнт міцності
I	Надзвичайно міцні породи	Найбільш міцні, щільні і в'язкі кварцити і базальти. Виняткові за міцністю інші породи	20 і більше
II	Дуже міцні породи	Дуже міцні гранітні породи. Кварцовий порфір, дуже міцний граніт, крем'янистий сланець, менш міцні, ніж зазначені вище, кварцити. Найміцніші пісковики і вапняки	15
III	Міцні породи	Граніт (щільний) і гранітні породи. Дуже міцні пісковики і вапняки. Кварцові рудні жили. Міцний конгломерат. Дуже міцний залізняк	10
IIIa	Те ж саме	Вапняки (міцні). Неміцний граніт. Міцні пісковики. Міцний мармур, доломіт, колчедани	8
IV	Досить міцні породи	Звичайний пісковик. Залізняк	6
IVa	Те ж саме	Піскуваті сланці. Сланцюваті пісковики	5
V	Середні породи	Міцний глинистий сланець. Неміцний пісковик і вапняк, м'який конгломерат	4
Va	Те ж саме	Різноманітні сланці (неміцні). Щільний мергель	3
VI	Досить м'які породи	М'який сланець, м'який вапняк, крейда, кам'яна сіль, гіпс. Мерзлий ґрунт, антрацит. Звичайний мергель. Зруйнований пісковик, зцементована галька і кам'янистий ґрунт	2
VIa	Те ж саме	Щебенистий ґрунт. Зруйнований сланець, галька, що злежалася, і щебінь, міцне кам'яне вугілля, отверділа глина	1,5
VII	М'які породи	Глина (щільна). Середнє кам'яне вугілля. Міцний нанос – глинистий ґрунт	1,0
VIIa	Те ж саме	Легка піскувата глина, лес, гравій. М'яке вугілля	0,8
VIII	Землисті породи	Рослинна земля. Торф. Легкий суглинок, сирий пісок	0,6
IX	Сипучі породи	Пісок, осипи, дрібний гравій, насипна земля, добуте вугілля	0,5
X	Пливучі породи	Пливуні, болотистий ґрунт, розріджений лес та інші розріджені ґрунти	0,3 і менше

Для визначення міцності порід на сколювання пластинку з гірської породи поперечним перерізом 30 мм×15 мм і довжиною 120 – 150 мм поміщають у прилад між ножами, на один з яких діє гідравлічний прес. Межу міцності на сколювання визначають за формулою аналогічно стиску.

Тимчасовий опір породи розтяганню визначають на гідропресі, що має спеціальне пристосування. У зразку породи у формі прямокутної призми

довжиною 80 мм, шириною 20 мм і товщиною 10 мм з двох боків роблять виїмки, щоб поперечний переріз середньої частини зразка в передбачуваному місці розриву складав 10 м×10 мм.

Міцність порід на сколювання і розрив значно менше ніж на стиск.

Межа міцності породи на сколювання дорівнює 0,2 – 0,08; на розтяг – 0,07 – 0,04 від межі міцності на стиск.

Наприклад, сієніт Гороблагодатського родовища має такі властивості: $\sigma_{ст} = 215$ МПа, $\sigma_{ск} = 22$ МПа, $\sigma_{розд} = 14,3$ МПа.

Очевидно, що гірські породи легше руйнувати сколюванням ніж зминанням або роздавлюванням.

Міцність породи на стиск і сколювання у вибої свердловини значно вище ніж у зразку. Тому при бурінні важливо, щоб на вибої утворювалися додаткові площини відслонення у вигляді уступів і борозен.

Опір порід руйнуванню при динамічних навантаженнях істотно відрізняється від опору при статичному впливі. Це потрібно мати на увазі використовуючи способи буріння, в яких переважає динамічний вплив на породу.

Динамічну міцність порід визначають методом товчіння, розробленим у Центральному науково-дослідному геологорозвідувальному інституті (ЦНДГРІ). Випробуваний зразок гірської породи розбивають на куски розміром 15 – 20 мм у поперечнику. З кусків набирають п'ять проб об'ємом по 15 – 20 см. Кожну пробу товчуть у спеціальній ступці шляхом скидання на неї гирі масою 2,4 кг з висоти 600 мм 10 разів.

Усі п'ять проб просівають через сито з отворами 0,5 мм, матеріал зсипають у трубку діаметром 23 мм, ущільнюють постукуванням і вимірюють висоту стовпчика зруйнованої породи. Показник динамічної міцності визначають за формулою

$$F_d = \frac{200}{l}, \quad (3.5)$$

де l – висота стовпчика зруйнованої породи.

За показником динамічної міцності породи поділяють на шість груп від 8 до 40 одиниць і більше. Дослідження установили, що до порід однієї групи за динамічною міцністю можуть відноситися породи з різною міцністю на статичний стиск.

Модуль пружності при стисненні визначають по кривій у другій області (див. рис. 3.2)

$$E_c = \frac{(P_a - P_b)l}{S(\Delta l_a - \Delta l_b)}.$$

Вимірювання поперечної деформації зразка, тобто зміни його діаметра, в процесі випробування дозволяє визначити коефіцієнт Пуассона

$$\mu_c = \frac{(\Delta d_a - \Delta d_b)l}{d(\Delta l_a - \Delta l_b)}.$$

Випробування на *одноосьовий розтяг* гірських порід пов'язане з технічними труднощами, зумовленими складністю виготовлення та кріплення зразків. Найбільш точним є метод прямого розтягу циліндричних зразків, кінці яких заливаються сплавом Вуда. Так само як і при випробуванні на стиснення можуть бути одержані показники міцності σ_p , модуля пружності та коефіцієнта Пуассона μ_p при розтягу.

Для визначення міцності на розтяг широко використовуються непрямі методи, наприклад, метод стиснення циліндричних зразків по твірній рівномірно розподіленим навантаженням, прикладеним до діаметрально протилежних твірних. Руйнування зразка відбувається через розвиток тріщин від точок прикладання навантаження до центра. Міцність зразка на розтяг розраховують за формулою

$$\sigma_p = \frac{2P_p}{\pi dl} (1 + \mu)(1 + 2\mu), \quad (3.6)$$

де P_p – максимальне навантаження в момент руйнування зразка.

При відсутності дослідних даних про коефіцієнт Пуассона допускається замість формули (3.3) використовувати наближену формулу

$$\sigma_p = \frac{P_p}{dl}. \quad (3.7)$$

Метод визначення міцності на розтяг стисненням циліндричних зразків по твірній рівномірно розподіленим навантаженням рекомендовано Міжнародним бюро з механіки гірських порід.

Випробування на згин гірських порід здійснюється на циліндричних або призматичних із прямокутним перерізом зразках при відношеннях $(l/h, l/d) > 8$, щоб виключити вплив поперечних сил (h – висота прямокутного поперечного перерізу, l – довжина зразка). Міцність на згин обчислюють за формулою

$$\sigma_3 = \frac{M_3}{W},$$

де M – максимальний згинальний момент при випробуванні зразка до руйнування; $W = \frac{\pi d^3}{32}$, $W = \frac{bh^2}{6}$ – моменти опору круглого і прямокутного перерізів зразка згину; b – ширина прямокутного перерізу.

У разі реєстрації навантаження і деформації точок прикладання сили можна визначити модуль пружності при згині.

Показники механічних властивостей гірських порід при зсуві визначають у процесі випробувань на зріз і кручення. На рис. 3.3, *a* зображена схема випробування зразка на зріз із стисненням (косий зсув). Використовують циліндричні зразки діаметром $42 \pm 0,1$ мм і висотою $42 \pm 2,5$ мм. Допуски на паралельність, випуклість торців, а також їх перпендикулярність до твірної

циліндра 0,05 мм. Кути нахилу матриць 30°, 45° і 60°, клинів 5°, що дає змогу змінювати кут нахилу α зрізу в межах від 25° до 65° через кожні 5°.

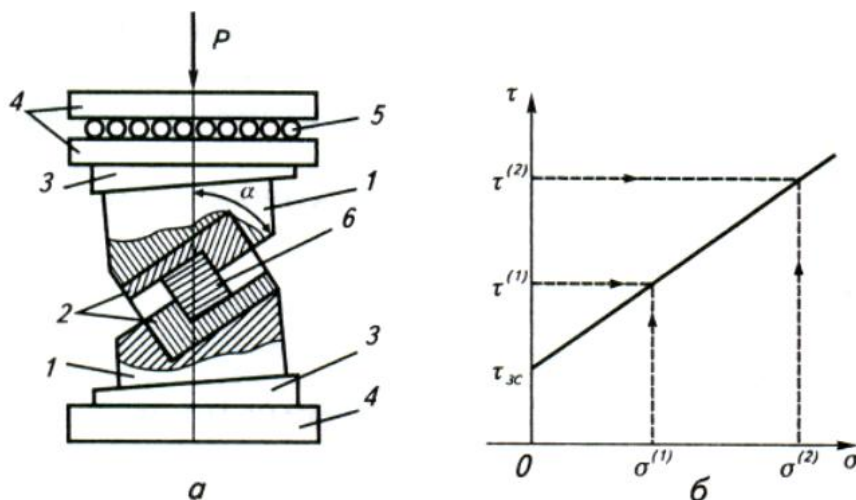


Рисунок 3.3 – Схеми випробування (а) і обробка результатів (б) при зрізі з стисненням:

1 – матриці; 2 – вкладиші; 3 – клини; 4 – плити; 5 – ролики; 6 – зразок породи.

Після випробування зразка розраховують за максимальним навантаженням P нормальні σ і дотичні τ напруження у перерізі зрізу:

$$\sigma = \frac{P}{S} \sin \alpha;$$

$$\tau = \frac{P}{S} \cos \alpha,$$

де α – кут нахилу площини зрізу до лінії дії сили P (рис. 3.3,а); S – площа перерізу зсуву (для циліндричного зразка $S = dl$).

Випробування проводять при декількох значеннях кута α для побудови рівняння прямолінійної ділянки діаграми (рис. 3.3,б)

$$\tau = \sigma g \varphi + \tau_{зс}, \quad (3.8)$$

де $\tau_{зс}$ – міцність на зсув; φ – параметр інтенсивності росту міцності на зсув із збільшенням нормального навантаження.

У табл. 3.8 і 3.9 наведено основні значення деяких механічних властивостей гірських порід, на які впливають багато факторів (склад, структура, текстура, насиченість флюїдом, вид випробування та ін.). Тому діапазони зміни показників властивостей для однієї і тієї ж породи досить широкі. У табл. 3.10 даються оцінки відносної міцності деяких гірських порід при різних видах простих навантажень.

Таблиця 3.8

Пружні властивості та міцність на стиснення гірських порід

Породи	Модуль пружності $E \cdot 10^{-4}$, МПа	Коефіцієнт Пуассона μ	Міцність на стиснення σ_c , МПа
Глинисті сланці	1,5 – 2,5	0,10 – 0,20	–
Піщаники	3,3 – 7,8	0,30 – 0,35	28 – 80
Вапняки	1,3 – 3,5	0,15 – 0,30	80 – 260
Доломіти	2,1 – 16,5	0,15 – 0,30	200 – 260
Граніти	> 6	0,26 – 0,29	–
Базальти	> 9,7	0,20 – 0,25	90
Аргіліти	3 – 6	0,10 – 0,25	50 – 100
Алевроліти	3 – 7	0,20 – 0,30	40 – 120

Таблиця 3.9

Значення коефіцієнта Пуассона і міцності на розтяг для гірських порід Дніпровсько-Донецької западини (за даними «УкрНДІгазу»)

Породи	Коефіцієнт Пуассона μ	Міцність на розтяг σ_p , МПа
Супіщано-глинисті	0,05 – 0,20	0,1 – 1,0
Глини пластичні	0,35 – 0,45	0,5 – 1,0
Глини крейдо-мергельні	0,10 – 0,20	1,0 – 1,5
Вапняки	0,15 – 0,35	4,0 – 17,0
Піщаники	0,20 – 0,35	0,1 – 12,0
Піщаники дрібнозернисті	0,23 – 0,28	5,0 – 8,0
Піщаники крупнозернисті	0,30 – 0,33	3,0 – 6,0
Алевроліти	0,20 – 0,30	3,0 – 13,5
Аргіліти	0,10 – 0,25	2,5 – 8,0
Ангідрити	0,30 – 0,40	5,0 – 9,0
Доломіти	0,15 – 0,30	2,0 – 3,5
Кам'яна сіль	0,35 – 0,45	2,0 – 3,5

Таблиця 3.10

Відносна міцність гірських порід

Породи	Стиснення	Зсув	Згин	Розтяг
Глинисті сланці	1,00	–	0,28	0,12
Піщаники	1,00	0,10 – 0,12	0,06 – 0,20	0,02 – 0,5
Гіпси	1,00	–	0,35	0,11
Вапняки	1,00	0,15	0,08 – 0,10	0,04 – 0,10

За результатами випробувань на одноосьове стиснення або поперечний згин можна оцінити межу текучості та в'язкість гірської породи. Випробування проводять при постійному навантаженні на зразок із заміром його деформації (повзучість) та при постійній деформації зразка із заміром зміни навантаження

у часі (релаксація) (див. рис. 3.1, e , ϵ). У дослідах використовують циліндричні зразки з кернавого матеріалу і штучні зразки із роздрібненого кернавого матеріалу або шламу методом пресування за методикою В.С. Войтенка.

Основна перевага штучних зразків полягає в їх однорідності за складом і фізико-механічними властивостями. Це дозволяє робити кількісну оцінку впливу різних факторів на напружено-деформований стан гірських порід за результатами випробувань мінімальної кількості зразків.

Штучні зразки, виготовлені методом пресування, мають надлишкову внутрішню енергію, тобто перебувають у термодинамічно нерівноважному стані. Тому перед випробуванням їх піддають процесу старіння. Цей процес можна прискорити нагріванням у автоклаві при температурі, яка не викликає мінералогічних або структурних змін.

На рис. 3.4 наведено характерні діаграми повзучості гірських порід. Умовно виділяють такі стадії повзучості:

1 стадія – миттєва деформація, яка виникає після прикладання навантаження на зразок породи і може включати як пружну, так і пластичну деформації;

2 стадія – неусталена повзучість, при якій швидкість деформації зразка з часом зменшується;

3 стадія – усталена повзучість, яка протягом тривалого часу деформується з постійною швидкістю;

4 стадія – прискорена повзучість, яка закінчується руйнуванням породи (рис. 3.4, крива *a*), або затухаюча повзучість, при якій настає рівноважний стан системи «зразок породи– навантаження» (рис. 3.4, крива *б*).

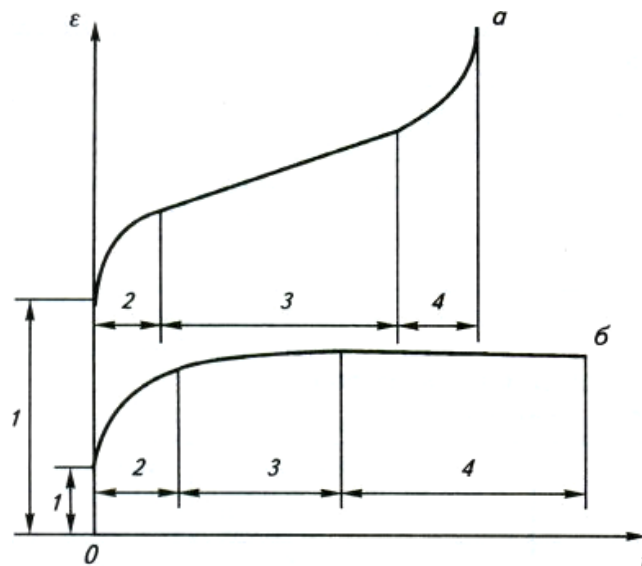


Рисунок 3.4 – Діаграма повзучості гірських порід

Досвід експериментальних досліджень показує, що розсіювання даних для 1 і 2 стадій повзучості є значним. Стабільні результати одержують тільки для стадії усталеної повзучості, що дозволяє використовувати їх для оцінки межі текучості та в'язкості гірських порід.

Для знаходження цих параметрів одержують повзучість зразка гірської породи при різних осьових навантаженнях або нормальних напруженнях σ_i , (зрозуміло, менших за міцність), на основі яких для стадії усталеної повзучості визначають градієнт швидкості деформації $\dot{\varepsilon}_i = \Delta\varepsilon_i/\Delta t_i$ (рис. 3.5, а). Обробку даних здійснюють, як правило, для простих моделей, наприклад, Бінгама (табл. 3.6). На рис. 3.5, б наведена залежність σ_i ($\dot{\varepsilon}_i$), апроксимацією якої знаходять межу текучості σ_T і в'язкість η породи.

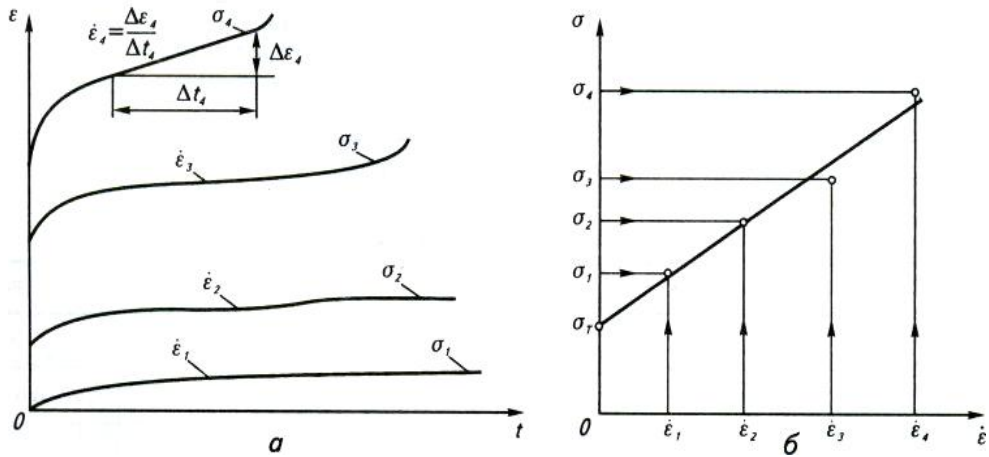


Рисунок 3.5 – Схема побудови механічної моделі за результатами випробування на повзучість:

а – криві повзучості при різних напруженнях σ_i ; б – механічна модель

Для механічної моделі Бінгама ці параметри визначають за формулами:

$$\sigma_T = \frac{\sum_{i=1}^n \sigma_i \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2 - \sum_{i=1}^n \sigma_i \dot{\varepsilon}_i \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i}{n \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i \right)^2};$$

$$\eta = \frac{n \sum_{i=1}^n \sigma_i \dot{\varepsilon}_i - \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i \sum_{i=1}^n \sigma_i}{n \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i \right)^2},$$
(3.9)

де n – кількість дослідів при різних значеннях осьових напружень σ_i .

Емпіричні оцінки дисперсій адекватності S^2 , межі текучості $S_{\sigma_T}^2$ і в'язкості S_{η}^2 породи для даного випадку обчислюють за допомогою формул:

$$S_a^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^n (\sigma_\tau + \eta \dot{\varepsilon}_i - \sigma_i)^2;$$

$$S_{\sigma_\tau}^2 = \frac{S_a^2 \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2}{n \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i \right)^2}; \quad (3.10)$$

$$S_\eta^2 = \frac{n S_a^2}{n \sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n \dot{\varepsilon}_i \right)^2}.$$

Приклад 3.1. Визначимо межу текучості та в'язкості породи за результатами дослідів на одноосьове стиснення: $\sigma_i = \{1,5; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5\}$ МПа; $\dot{\varepsilon}_i = \{4,2 \cdot 10^{-8}; 6,3 \cdot 10^{-8}; 7,9 \cdot 10^{-8}; 9,6 \cdot 10^{-8}; 13,1 \cdot 10^{-8}\}$ с⁻¹.

Обчислимо

суми $\sum \sigma_i = 10 \cdot 10^6$; $\sum \dot{\varepsilon}_i = 41,1 \cdot 10^{-8}$; $\sum \sigma_i \dot{\varepsilon}_i = 0,8731$; $\sum \dot{\varepsilon}_i^2 = 3,8351 \cdot 10^{-14}$. За формулою (3.9) одержимо оцінки межі текучості $\sigma_T = 1,08$ МПа та в'язкості $\eta = 1,12 \cdot 10^7$ МПа·с, а за формулами (3.10) – емпіричні оцінки дисперсій $S_a^2 = 0,0027$ МПа, $S_{\sigma_\tau}^2 = 0,0046$ МПа² і $S_\eta^2 = 6,0 \cdot 10^{11}$ (МПа·с)².

У табл. 3.11 наведено дані в'язкопружних властивостей деяких гірських порід. Досліди показують, що в'язкість і пластичні властивості суттєво залежать від складу, будови, насиченості гірських порід, способу випробування, температури та інших факторів. Наприклад, зі збільшенням температури і вологості зразків кам'яної солі межа текучості і в'язкість зменшуються.

Таблиця 3.11

В'язкопружні властивості гірських порід

Порода	В'язкість, МПа·с	Час релаксації $t_0 \cdot 10^{-5}$, с
Вапняк зеленофенський	10^{14}	10^5
Піщаники	$(2,34 - 3,52) \cdot 10^3$	1,72 – 2,59
Піщані сланці	$(2,15 - 7,16) \cdot 10^3$	2,59 – 8,64
Глинисті сланці	$(15 - 20) \cdot 10^3$	25,92 – 34,56
Глини	–	8,64 – 17,28

Основні схеми вивчення механічних властивостей гірських порід в умовах усестороннього стиснення зображено на рис. 3.6.

За схемою Кармана (рис. 3.6, а) випробовуються циліндричні зразки у тонкій гумовій оболонці, попередньо навантажені усестороннім рівномірним тиском p та нагріті до необхідної температури. У процесі випробування механічне навантаження здійснюється на торцеві поверхні зразка, а бокове навантаження – тиском. Таким чином, осьові напруження будуть дорівнювати

$\sigma + p$; збільшуючи напруження σ , викликані механічні навантаження можна вивчати деформацію зразка.

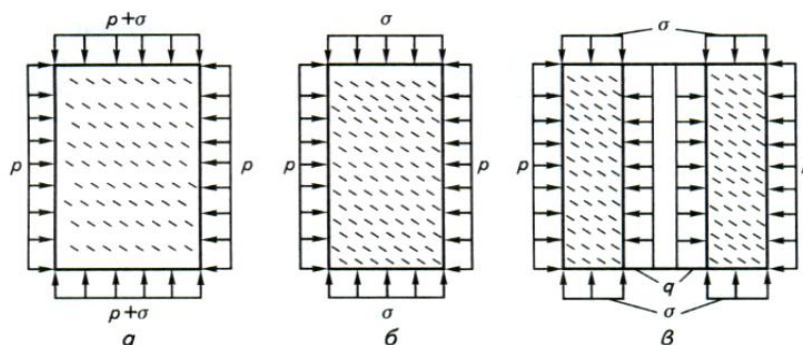


Рисунок 3.6 – Основні схеми випробування зразків порід при усесторонньому стисненні:

а – схема Кармана; б – схема Кармана; в – пустотілий циліндр

За схемою Бокера (рис. 3.6, б) на зразок породи створюється боковий тиск, який на відміну від схеми Кармана не передається на торцеві поверхні. Осьові напруження σ створюються механічним навантаженням незалежно від бокового тиску p і можуть бути меншими за p .

За третьою схемою (рис. 3.6, в) випробовують пустотілий циліндр, що дає змогу вибором σ , p та q моделювати неоднорідний напружений стан гірської породи навколо стовбура свердловини.

Випробування при рівномірному всесторонньому стисненні проводять для вивчення коефіцієнта β об'ємного стиснення гірських порід:

$$\beta = -\frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp}, \quad (3.11)$$

де V_0 – початковий об'єм породи при нормальних тиску і температурі.

У табл. 3.12 наведено значення β для деяких мінералів і гірських порід, які одержані при двох значеннях тиску.

Таблиця 3.12

Коефіцієнт об'ємного стиснення деяких мінералів і гірських порід (за даними Адамса)

Мінерал, гірська порода	$\beta \cdot 10^5, \text{МПа}^{-1}$	
	$p = 196 \text{ МПа}$	$p = 981 \text{ МПа}$
Алмаз	0,18	0,18
Кальцит	1,42	1,42
Польові шпати	1,54 – 1,86	1,36 – 1,71
Кварц	2,86	2,35
Кам'яна сіль	4,09	3,60
Граніт	2,16	1,92

Коефіцієнт об'ємного стиснення гірських порід зі збільшенням тиску, як правило, зменшується в більшій мірі, ніж коефіцієнт об'ємного стиснення мінералів, що їх складають. Це значною мірою зумовлено ущільненням порід за рахунок зменшення об'єму пор. Для мінералів зменшення коефіцієнта з ростом тиску не може бути пояснене ущільненнями. В даному випадку головну роль відіграють закономірності росту сил відштовхування при зближенні частинок.

До **теплофізичних властивостей гірських порід** належать теплопровідність (λ), питома (масова) теплоємність (c), температуропровідність (a), коефіцієнти теплового лінійного (σ_T) і об'ємного (β_T) розширення.

Теплопровідність характеризує інтенсивність процесу передачі тепла в тілі, що чисельно дорівнює кількості теплоти, яка проходить через одиницю площі ізотермічної поверхні за одиницю часу при градієнті температури, рівному одиниці. Коефіцієнт теплопровідності визначається із закону Фур'є:

$$\lambda = \frac{1}{S \text{grad}T} \frac{\Delta Q}{\Delta t}, \quad (3.12)$$

де ΔQ – кількість теплоти, яка проходить через площу S за час Δt ; $\text{grad}T$ – температурний градієнт.

Питома (масова) теплоємність тіла при постійному тиску (об'ємі) визначається кількістю теплоти, необхідної для підвищення температури тіла одиничної маси на один градус:

$$c = \frac{1}{M} \frac{\Delta Q}{\Delta T}, \quad (3.13)$$

де M – маса тіла; ΔT – різниця температур.

Теплоємність гірських порід при постійних тиску й об'ємі приблизно однакова.

Температуропровідність характеризує швидкість вирівнювання температури тіла при нестационарній теплопровідності, тобто швидкість розповсюдження ізотермічних границь в тілі:

$$a = \lambda / c\rho, \quad (3.14)$$

де ρ – густина тіла.

Коефіцієнти теплового лінійного й об'ємного розширення визначаються за формулами:

$$\alpha_T = \frac{1}{L_0} \frac{dL}{dT}; \quad (3.15)$$

$$\beta_T = \frac{1}{V_0} \frac{dV}{dT}, \quad (3.16)$$

де L_0 , V_0 – початкові лінійні розміри й об'єм тіла.

Коефіцієнти α_T і β_T залежать від пружних властивостей твердого тіла. За Грюнайzenом має місце залежність

$$\frac{\beta_T K}{c} = idem, \quad (3.17)$$

де K – модуль об'ємного стиснення.

Для ізотропних порід ($\beta_T \approx 3\alpha_T$) формула (3.14) еквівалентна залежності

$$\frac{\alpha_T E}{c(1-2\mu)} = idem. \quad (3.18)$$

У табл. 3.13 наведено мінімальні, середні та максимальні значення теплопровідності, температуропровідності та питомої теплоємності для основних типів гірських порід.

Таблиця 3.13

Теплофізичні параметри основних типів гірських порід

Порода	λ , Вт/(м·К)			$a \cdot 10^7$, м ² /с			c , Дж/(кг·К)		
	λ_{min}	λ_c	λ_{max}	a_{min}	a_c	a_{max}	c_{min}	c_c	c_{max}
Магматичні									
Габро	1,59	2,41	2,98	9,32	9,72	12,17	897	1005	1130
Діорит	1,38	2,20	2,89	3,32	6,38	8,64	1118	1136	1168
Граніт	1,12	2,42	3,85	3,33	9,62	16,50	257	936	1548
Гранодіорит	0,97	2,18	3,31	3,05	5,15	7,50	741	1057	1256
Андезит	1,42	2,28	2,79	6,17	6,31	6,44	808	817	823
Метаморфічні									
Сланець	0,65	2,34	4,76	2,87	9,46	22,5	699	982	1643
Гнейс	0,94	2,02	4,86	6,30	7,32	8,26	754	979	1176
Мармур	1,59	2,56	4,00	7,80	11,03	12,00	753	857	879
Кварцит	2,68	5,26	7,60	13,60	18,08	20,90	718	1046	1331
Роговик	2,12	3,39	6,10	13,44	14,54	15,64	1478	1480	1482
Осадіві									
Конгломерат	1,05	1,92	3,86	6,30	7,89	11,50	754	796	837
Піщаник	0,24	1,81	4,41	2,00	9,58	19,72	544	925	1629
Алевроліт	0,22	1,65	3,79	4,30	10,40	16,10	322	894	1466
Аргіліт	0,25	1,32	3,12	2,10	7,84	11,60	508	846	004
Глина	0,12	1,60	3,10	0,51	5,88	11,56	419	1361	3546
Доломіт	1,63	3,24	6,50	8,26	12,44	16,80	648	1088	1465
Вапняк	0,64	2,37	4,37	3,55	10,27	17,28	623	897	1273
Мергель	0,50	1,96	3,61	3,14	7,13	13,89	586	1909	3100
Крейда	0,82	1,58	2,22	3,13	4,77	6,20	837	1935	3915
Кам'яна сіль	1,67	3,64	5,50	11,20	15,60	17,70	1477	2557	4615

3.3.2 Гірничо-технологічні властивості порід

Абразивність гірських порід

Під абразивністю гірських порід розуміють їх здатність зношувати метали в процесі тертя. Знос – це процес поступової зміни форми і розмірів деталі або інструменту при виконанні роботи. Результат зносу, який проявляється у вигляді відділення частинок або залишкової деформації матеріалу, називається зносом.

Фізичною причиною абразивного зносу матеріалів є робота сил тертя при взаємодії інструменту з гірською породою.

Знос на одиницю роботи сил тертя називається інтенсивністю зносу і визначають за формулою

$$\omega = w/A_T, \quad (3.19)$$

де w – знос у довільних одиницях вимірювання; $A_m = fPL$ – робота сил тертя; f – коефіцієнт тертя; P – нормальне навантаження; L – шлях тертя.

Формула (3.19) внаслідок непостійності коефіцієнта тертя складна в користуванні, тому часто інтенсивність зношування визначають як

$$\omega = w/(PL). \quad (3.20)$$

Знос за одиницю часу називається швидкістю зносу

$$\alpha = \Delta w/\Delta t \quad (3.21)$$

де Δw – величина зносу за час Δt .

Методи визначення абразивності гірських порід відповідно до класифікації О.М. Голубінцева поділяють на чотири групи:

1. Прямі методи визначення абразивності порід безпосереднім вимірюванням зносу робочих елементів породоруйнуючого інструменту: заміри лінійного зносу (зменшення висоти робочих елементів); заміри приросту площі контакту робочих елементів; заміри об'ємного або масового зносу робочих елементів.

2. Непрямі методи визначення абразивності порід за відносними характеристиками зносу породоруйнівного інструменту: величина проходки до зносу інструменту; швидкість зносу породоруйнівного інструменту, механічна швидкість буріння.

3. Лабораторні методи визначення абразивності на зразках гірських порід, що базуються на вимірюванні: твердості порід і кінематичного коефіцієнта зовнішнього тертя інструменту об породу; зносу еталонного матеріалу – різців, стержнів, дисків і т. ін.; продуктів зносу за допомогою радіоактивних індикаторів (ізоопів).

4. Лабораторні методи визначення абразивності роздрібнених порід за масовим зносом еталонного матеріалу.

У лабораторних методах визначення абразивності гірських порід застосовують такі основні схеми (рис. 3.7):

1. Схема буріння-різання (рис. 3.7, а) використовується при вивченні абразивного зносу твердосплавних різців стосовно роботи оснащення різально-сколювальної дії (Є.Ф. Епштейн, Н.В. Пічахчі, М.І. Любимов та ін.).

2. Схема свердління або стирання еталонних стержнів (рис. 3.7, б) застосовується для оцінки відносної абразивності гірських порід. Суть методу полягає у стиранні стержня із заданим режимом зносу при взаємодії з породою. Схему використовували М.І. Койфман, Р. Шеферд, Л.І. Барон та ін.

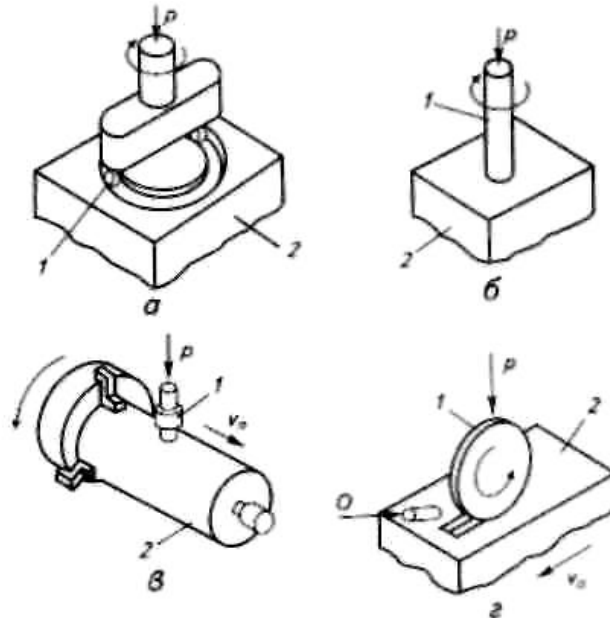


Рисунок 3.7 – Основні схеми лабораторних методів визначення абразивності гірських порід:

1 – зразок металу; 2 – зразок породи; О – охолодження; Р – навантаження на зразок; v_n – швидкість подачі

Абразивність гірських порід за методом Барона – Кузнецова визначається стиранням (свердлінням) торців циліндричного стержня зі сталі «сріблянка» діаметром 8 мм до необробленої поверхні зразків гірської породи. Для рівномірного зносу стержня у різних породах в одному із його торців висвердлюють отвір діаметром 4 мм і глибиною 10 – 12 мм. Випробування проводять на свердлильному верстаті при навантаженні 147 Н і частоті обертання 400 об/хв протягом 10 хв кожним кінцем стержня. Показник абразивності $a_{БК}$ визначають за формулою:

$$a_{БК} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n w_i, \quad (3.22)$$

де w_i – масовий знос стержня за один дослід, мг; n – кількість дослідів на одному і тому самому зразку породи.

Фізичний зміст показника абразивності, визначеного методом Барона-Кузнецова за формулою (3.22) – це швидкість зносу в мг/10 хв.

3. Схема зносу на боковій поверхні керна (рис. 3.7, в) передбачає неперервне оновлення поверхні тертя, що підвищує чистоту і точність вимірювань.

4. Схема зносу диска (рис. 3.7, з) моделює циклічність взаємодії металу з гірською породою з неперервним охолодженням поверхні диска. Схему використовували Л.О. Шрейнер, П.С. Баландін О.І. Співак, А.М. Попов та інші.

За методом О.І. Співак і А.М. Попова зразки металу диска діаметром 30 мм і шириною 2,5 мм виготовляють із долотних сталей або твердого сплаву. Випробування здійснюють на циліндричних зразках гірської породи із шліфованою поверхнею з промиванням водою. За показник абразивності $a_{сп}$ прийнята величина

$$a_{сп} = \frac{a}{N_{п}}, \quad (3.23)$$

де a – швидкість зносу радіуса диска; $N_{п} = M_{\omega} / 2\pi Rb$ – питома потужність тертя; M – момент тертя; ω – кутова швидкість обертання диска; R, b – відповідно радіус і ширина диска.

За фізичним змістом показник абразивності (3.23) – це швидкість зносу при $N_{п} = 1$ Вт/мм². Досліди рекомендується проводити при $N_{п} = 0,2 - 0,3$ Вт/мм².

Природа абразивного зносу є складною в зв'язку з різноманітним впливом багатьох факторів. Це породжує різні механізми дії, які можуть бути реалізовані одночасно або в комбінаціях. До основних факторів, що впливають на механізм абразивного зносу інструментів, належать вид і властивості контактуючих поверхонь, режим тертя, вид і властивості середовища, в якому використовують інструменти (деталі) та ін.

Властивості контактуючих поверхонь передусім характеризуються співвідношенням їх твердості і шорсткості. Досліди показують, що зі збільшенням відношення $p_{п} / p_{м}$ ($p_{п}, p_{м}$ – мікротвердість мінералів породи і металу) швидкість зносу зростає. Шорсткість більш твердої поверхні зумовлює фактичну площу контакту поверхні та величину контактного тиску, яка визначатиме швидкість абразивного зносу.

Режим тертя залежить від контактного тиску, швидкості відносного переміщення, коефіцієнта тертя та інших факторів і характеризується питомою потужністю тертя

$$N_{п} = \frac{fPv}{S},$$

де v – швидкість відносного переміщення контактних поверхонь із площею S .

На рис. 3.8 наведено типові залежності $a = a(N_{п})$ швидкості абразивного зносу загартованої сталі питомої потужності тертя. Виділено три характерні області зносу.

У першій області швидкість зносу лінійно залежить від $N_{п}$ і не залежить від параметрів потужності (P, v). Для другої області характерно порушення лінійної залежності (кристалічні породи) і стрибок швидкості зносу (уламкові породи). Останній зумовлений початком зменшення твердості сталі під дією тепла тертя. Третя область спостерігається тільки при руйнуванні найбільш твердих порід і характеризується різким збільшенням швидкості зносу.

Основні характеристики середовища – це змащувальна і охолоджуюча здатність, які через коефіцієнт тертя впливають на питому потужність тертя і через температуру контактних поверхонь – на їх твердість і фізико-хімічну активність.

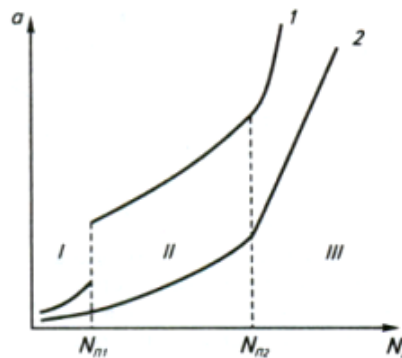


Рисунок 3.8 – Графік залежності швидкості абразивного зносу сталі від питомої потужності тертя $a = a(N_n)$:

1 – уламкові породи; 2 – кристалічні породи; I, II, III – області зносу

Відповідно до класичної теорії розрізняють знос металів, зумовлений зчепленням, корозією й абразивністю. Абразивний знос відбувається в результаті контакту металевих поверхонь із стираючими їх частинами, тобто уламками гірських порід. Ці частини, як правило, не фіксовані в якому-небудь місці і тому можуть переміщуватись, різати і деформувати зустрінуту ними поверхню. В процесі контакту частинки можуть розбиватись на ще дрібніші. Таким чином, характер руху, а також фізичні (форма, розмір, склад) і механічні (твердість) властивості частинок, які взаємодіють одна з одною, призводять до складних і різноманітних наслідків.

Більшість дослідників виділяють два основних механізми абразивного зносу: стирання металу при дряпанні його частинками порід і пластична деформація. Їх дія, здебільшого одночасна, але різна за інтенсивністю, залежно від умов контакту призводить, за даними Г.С. Ейвері, до таких типів абразивного зносу: «ерозійний», шліфувальний і знос з утворенням борозен, задирок тощо.

«Ерозійний» знос виникає в результаті дряпання поверхні частинками породи, які переміщуються по дотичній і спричиняють незначну силову дію. При цьому переважає ефект мікрорізування за рахунок тонких подряпин. «Ерозійний» знос виникає при переміщенні частинок породи під кутом до поверхні внаслідок ударів частинками і деформації поверхні з утворенням заглиблень і виступів, які підлягають наступному мікрорізуванню.

Шліфувальний знос або стирання під дією високих контактних напружень, відповідає моделі абразивності з трьома тілами (частинка абразиву і дві поверхні тертя) при дії напружень такої величини, що абразив і навіть деякі складові зношуваної поверхні можуть руйнуватись. До значних за величиною деформацій, викликаних проникненням абразивних частинок перед їх руйнуванням, приєднується втома поверхні від послідовних деформацій та знос в результаті «ерозії» через падіння частинок з ударами, а також їх переміщення.

Тип зносу з утворенням борозен і задирок належить до макрозносу поверхні тертя і виникає в результаті проникнення частинок породи одночасно з рухом по дотичній. При цьому можуть виникати високі контактні температури з розплавленням металу і т. ін. Цей тип зносу спостерігається при роботі елементів оснащення бурових доліт на вибої свердловини.

Найбільш повно абразивність гірських порід вивчена за методами Барона-Кузнецова та Співака-Попова. В табл. 3.14 та 3.15 наведено класи та категорії абразивності осадових гірських порід за цими методами. Значення показника абразивності, визначеного за формулою (3.23), наведено у табл. 3.15 для першої та другої областей зносу (рис. 3.8) при $N_{\text{п}} = 1 \text{ Вт/мм}^2$.

Таблиця 3.14

Класи абразивності осадових гірських порід

Клас	Абразивність	Показник абразивності a_{BK} , мг/10 хв
I	Нижче малої абразивності	<5
II	Мала абразивність	5 – 10
III	Нижче середньої абразивності	10 – 18
IV	Середня абразивність	18 – 30
V	Вище середньої абразивності	30 – 45
VI	Підвищеної абразивності	45 – 65
VII	Високоабразивні	65 – 90
VIII	Дуже абразивні	>90

Таблиця 3.15

Категорії абразивності осадових гірських порід по відношенню до загартованих сталей

Категорія	Швидкість зносу сталі (мм/год) в області зносу		Породи
	перша область	друга область	
1	< 0,006	< 0,01	Галоїдні, карбонатні та сульфатні породи без домішок кварцу халцедону
2	0,006 – 0,010	0,01 – 0,05	
3	0,010 – 0,014	0,05 – 0,10	
4	0,014 – 0,018	0,10 – 0,20	
5	0,018 – 0,020	0,20 – 0,32	Такі самі породи з домішками кварцу і халцедону до 30%, глини, аргіліти (кварц і халцедон алевритової фракції)
6	0,020 – 0,023	0,32 – 0,50	
7	0,023 – 0,026	0,50 – 0,80	
8	0,026 – 0,030	0,80 – 1,20	
9	0,030 – 0,040	1,20 – 1,80	Карбонатні й уламкові породи з домішками кварцу і халцедону піщаної фракції, алевроліти, дрібнозернисті піщаники
10	0,040 – 0,060	1,80 – 2,60	
11	0,060 – 0,100	2,60 – 4,00	
12	>0,100	>4,00	Середньо- і крупнозернисті кварцові піщаники

У табл. 3.16 – 3.19 наведено абразивні властивості гірських порід основних родовищ України.

Таблиця 3.16

Абразивність гірських порід родовищ Кримського регіону

Стратиграфічний підрозділ	Порода	Показник абразивності $a_{\text{БК}}$, мг/10 хв
Верхня крейда	Вапняк	0,4 – 0,7
Нижня крейда	Вапняк	0,5 – 1,3
	Піщаник	20,3 – 25,6
	Аргіліт	2,5 – 4,3
	Алевроліт	12,7 – 14,8
Верхня юра	Піщаник	37,0 – 46,6
	Алевроліт	6,8 – 8,3
	Сланець кристалічний	32,0 – 52,8

Таблиця 3.17

Абразивність гірських порід родовищ Карпатського регіону

Статиграфічний підрозділ	Порода	Показник абразивності $a_{\text{БК}}$, мг/10 хв
1	2	3
Внутрішня зона Передкарпатського прогину		
Воротищенська світа	Глина соленосна	0,8 – 2,0
	Аргіліт вапнистий	2,1 – 3,2
	Аргіліт піщано-алевролітистий	10,0 – 12,5
	Піщаник кварцовий різнозернистий	20,0 – 25,0
Полянницька світа	Аргіліт слабоалевролітистий	1,5 – 2,5
	Аргіліт піщано-алевролітистий	12,7 – 13,5
	Піщаник різнозернистий з глинисто-карбонатним цементом	20,7 – 23,4
	Піщаник різнозернистий з карбонатним цементом	33,1 – 35,8
Верхньоменілітова світа	Алевроліт	27,0 – 30,0
	Аргіліт вапнистий	2,7 – 3,9
	Піщаник туфітовий	10,3 – 16,0
Середньоменілітова світа	Алевроліт кварцовий	11,0 – 15,0
	Аргіліт вапнистий	5,5 – 6,1
	Аргіліт піщанистий	12,3 – 14,1
	Піщаник середньозернистий з глинисто-карбонатним цементом	28,8 – 39,6
Нижньоменілітова світа	Алевроліт кварцовий	13,4 – 14,6
	Аргіліт вапнистий	0,5 – 5,3
	Аргіліт піщанистий	12,2 – 19,2
	Піщаник різнозернистий	10,8 – 34,5
	Алевроліт кварцовий	42,3 – 46,5

Продовження табл. 3.17

1	2	3
Бистрицька світа	Аргіліт щільний	3,5 – 3,9
	Аргіліт вапнистий	12,7 – 14,1
	Алевроліт	18,6 – 20,1
	Піщаник середньозернистий	26,2 – 37,7
	Аргіліт піщано-алевролітистий	15,7 – 17,3
	Піщаник різнозернистий	23,1 – 35,3
Ямненська світа	Аргіліт вапнистий	3,2 – 7,1
	Піщаник різнозернистий з карбонатним цементом	31,5 – 41,5
Стрийська світа	Аргіліт	3,0 – 4,8
	Мергель	2,5 – 3,4
	Алевроліт	17,0 – 25,0
	Піщаник різнозернистий з карбонатним цементом	23,0 – 35,7
	Піщаник середньозернистий з карбонатним цементом	19,8 – 37,5
	Піщаник дрібнозернистий з карбонатним цементом	5,6 – 7,2
Зовнішня зона Передкарпатського прогину		
Волинський горизонт	Глина	0,8 – 1,5
	Аргіліт	3,5 – 5,1
Конковський горизонт	Аргіліт	2,5 – 3,0
	Піщаник	16,3 – 25,0
Косівська світа	Аргіліт	4,5 – 6,3
	Піщаник	13,4 – 19,0
Крейда	Піщаник	22,4 – 33,0
	Вапняк	2,5 – 3,5
Юра	Піщаник	32,0 – 40,0
	Вапняк	3,0 – 4,5
	Алевроліт з кремнієвим цементом	68,0 – 76,0

Таблиця 3.18

**Абразивність гірських порід родовищ
Дніпровсько-Донецької западини**

Стратиграфічний підрозділ	Порода	Показник абразивності $a_{БК}$, мг/10 хв
1	2	3
Крейда	Крейда	0,2 – 0,7
	Мергель	1,4 – 3,2
	Глина	1,2 – 2,0
	Піщаник	5,2 – 7,8

Продовження табл. 3.18

1	2	3
Юра	Глина	1,0 – 2,0
	Вапняк	0,8 – 2,5
	Пісок слабозцементований	8,5 – 15,0
	Піщаник	25,0 – 34,5
Тріас	Глина	0,2 – 0,5
	Піщаник	17,0 – 38,0
	Вапняк	0,7 – 1,5
Перм	Глина	0,4 – 1,2
	Аргіліт	1,5 – 2,7
	Піщаник	18,0 – 23,0
	Ангідрит	4,5 – 5,0
	Вапняк	3,5 – 5,0
Верхній карбон	Піщаник	20,0 – 41,5
	Аргіліт	1,3 – 2,7
	Алевроліт	8,3 – 12,5
	Вапняк	2,3 – 4,7
Середній карбон	Піщаник	35,0 – 52,0
	Аргіліт	5,2 – 10,1
	Алевроліт	12,3 – 17,7
	Вапняк	2,0 – 3,9
Нижній карбон	Аргіліт	0,8 – 3,0
	Алевроліт	8,3 – 19,3
	Піщаник	13,0 – 27,0
	Вапняк	0,7 – 1,8

Таблиця 3.19

**Абразивність гірських порід родовищ Волино-Подільської області
Руської платформи**

Стратиграфічний підрозділ	Порода	Показник абразивності $a_{БК}$, мг/10 хв
1	2	3
Верхня юра	Піщаник різнозернистий	21,0 – 33,0
	Алевроліт	17,0 – 38,5
	Вапняк	0,5 – 4,3
Середня юра	Алевроліт	20,5 – 22,4
	Мергель	3,4 – 5,5
	Вапняк	1,3 – 4,5
Нижній карбон	Аргіліт	2,5 – 8,2
	Піщаник середньозернистий	31,0 – 66,8
	Алевроліт	21,5 – 30,0
	Вапняк доломітизований	5,2 – 7,1

1	2	3
Верхній девон	Піщаник	35,0 – 42,3
	Алевроліт	27,0 – 35,0
	Доломіт дрібнокристалічний	3,9 – 6,0
	Вапняк	0,5 – 1,2
Середній девон	Аргіліт	1,5 – 3,0
	Піщаник	42,0 – 50,1
	Доломіт	4,5 – 7,0
	Вапняк	2,3 – 3,5
Нижній девон	Аргіліт	4,3 – 7,2
	Піщаник	39,3 – 53,2
	Алевроліт	30,4 – 35,6
	Гіпсоангідрит	6,7 – 8,2

Вважається, що метод Барона-Кузнецова більшою мірою відповідає породоруйнівним інструментам з неперервним контактом елементів оснащення з гірською породою, а метод Співака-Попова більш придатний для шарошкових доліт. Крім того, метод Співака-Попова дозволяє різнобічно вивчати абразивність гірських порід.

Буримість гірських порід

Розглянуті властивості, у першу чергу, міцність, твердість і абразивність, впливають на буримість гірських порід.

Буримість – це величина поглиблення вибою свердловини за одиницю часу, протягом якого до породоруйнівного інструменту прикладено зовнішні навантаження. Буримість адекватна механічній швидкості буріння.

Буримість залежить від застосовуваного способу руйнування і властивостей розбурюваних порід; зносостійкості породоруйнівного інструменту; техніки і технології бурових робіт; їх організації; а також від кваліфікації обслуговуючого персоналу. Навіть при бурінні тих самих порід буримість змінюється в часі, що пов'язано з абразивним зносом породоруйнівного інструменту. Чим твердіші та міцніші породи, тим менша їх буримість. У свою чергу ці властивості порід залежать від їх мінерального складу, пористості, структури, текстури тощо.

Залежно від способу буріння розроблено різні класифікації гірських порід за буримістю. Їх основою є незмінність фізико-механічних властивостей гірських порід і змінюваність шкали буримості (швидкості буріння) у міру вдосконалювання техніки і технології проходки свердловин. Відповідно до цього принципу гірські породи, що мають однакову буримість, поєднуються в одну групу (категорію). Кількість категорій залежить від способу проходки свердловини. Наприклад, при ударно-канатному способі буріння всі гірські породи поділені на сім категорій (табл. 3.20); при обертальному – на дванадцять; при розвідці розсипів – на шість тощо.

Класифікація гірських порід за буримістю для ударно-канатного буріння (крім розробки розсипних родовищ)

Категорія порід за буримістю	Типові для кожної категорії гірські породи
I	Торф, рослинний шар, пухкі піщано-глинисті ґрунти без гальки і щебеню, трепел
II	Торф і рослинний шар з коренями дерев, пухкі піщано-глинисті ґрунти з домішкою (до 20 %) дрібної гальки і гравію, стрічкові піскуваті глини, діатоміт, слабка крейда
III	Піщано-глинисті ґрунти з домішкою (понад 20 %) гравію і дрібної гальки. Пухкі мергелі, щільні глини і суглинки. Сухі піски, лід
IV	Піщано-глинисті ґрунти з великим (понад 30 %) вмістом гравію і гальки. Щільні в'язкі глини. Вуглисті сланці, мергель, гіпс, тверда крейда, боксити, фосфорит, опока, галіт
V	Вапняки, доломіти, мрамур, аргіліти, вивітрілі граніти, сієніти, діорити, конгломерати осадових порід, мерзлі ґрунти, галечники, габро
VI	Великий галечник з невеликою кількістю дрібних валунів. Окварцьовані сланці, вапняки і пісковики. Грубозернисті граніти, сієніти, гнейси, габро, пегматити. Конгломерати осадових порід на кременистому цементі
VII	Галечник з великою кількістю великих валунів. Валуни кристалічних порід. Дрібнозернисті граніти, сієніти, діорити, габро. Сильно окварцьовані пегматити. Конгломерати

Найбільш відома і застосовувана на практиці класифікація для обертального буріння за Єдиними нормами виробітку 1984 р. наведена в табл. 3.21 із зазначенням середньої механічної швидкості буріння.

При користуванні цією класифікацією можливо необ'єктивне визначення категорій за буримістю (завищення або заниження її), тому що вона встановлюється геологами шляхом візуального обстеження керна з урахуванням фактичної швидкості буріння. Це не сприяє технічному прогресу в бурінні, бо веде до заниження категорії буровим бригадам, які працюють добре, і завищення, які працюють погано.

Для об'єктивної оцінки розроблено метод контрольного визначення порід з буримістю для обертального буріння (ОСТ 41-89-74), в основу якого покладено об'єктивні відомості про фізико-механічні властивості розбурюваних порід.

Категорія породи за буримістю встановлюється на приладі ПОАП-2М виміром коефіцієнтів динамічної міцності F_d і абразивності $K_{абр}$. Визначається *об'єднаний показник*

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{абр} \quad (3.24)$$

Класифікація гірських порід за буримістю для обертального механічного буріння

Категорія порід за буримістю	Типові для кожної категорії гірські породи	Об'єднаний показник ρ_m	Швидкість буріння V_m , м/год	Твердість порід за штампом $\rho_{шт}$, МПа	Коефіцієнт міцності за Прото-дьяконовим
I	Торф, лес, слабка крейда і супіски без глини і щебню	–	23 – 30	100	0,3 – 1
II	Рослинний шар, щільний пісок, глина середньої твердості, щільний суглинок, мергель, безнапірний пливун	–	11 – 15	100 – 250	1 – 2
III	Слабозцементовані пісковики, щільна глина, щільний мергель, піщано-глинисті ґрунти зі вмістом (понад 20 %) гальки, напірний пливун	2 – 3	5,7 – 10	250 – 500	2 – 4
IV	Глинисті сланці, слабкі пісковики, нещільні вапняки і доломіти	3 – 4,5	3,5 – 5	500 – 1000	4 – 6
V	Галечно-щебенисті ґрунти, аргіліти, хлоритові сланці, вапняки, мрамур, мергелисті доломіти	4,5 – 6,8	2,5 – 3,5	1000 – 1500	6 – 7
VI	Глинисті кварцово-хлоритові сланці, польовошпатові пісковики, конгломерати осадових порід на вапняковому цементі, апатити	6,8 – 10	1,5 – 2,5	1500 – 2000	7 – 8
VII	Роговообманкові сланці, окварцовані вапняки, конгломерати з галькою (до 50 %) вивержених порід, грубозернистий діорит	10 – 15	1,9 – 2	2000 – 3000	8 – 10
VIII	Кварцові пісковики, окременілі сланці, гранатові скарни	15 – 21	1,3 – 1,9	3000 – 4000	11 – 14
IX	Сієніти, грубозернисті граніти, конгломерати вивержених порід, сильно окременілі вапняки	23 – 24	0,75 – 1,2	4000 – 5000	14 – 16
X	Граніти, гранодіорити, окременілі скарни, жильний кварц, валунно-галькові відклади вивержених порід	34 – 51	0,5 – 0,75	5000 – 6000	16 – 18
XI	Кварцити, залізисті роговики	51 – 77	0,3 – 0,5	6000 – 7000	18 – 20
XII	Зливні кварцити, роговики, корундові породи	77 – 120	0,15 – 0,25	> 7000	20 – 25 і більше

Значення ρ_m установлюють як середню величину за результатами двох випробувань зразків породи. Категорія порід за буримістю визначається порівнянням ρ_m , отриманого за формулою (3.24), зі стандартним, величина якого наведена в табл. 3.21.

За наявності колекції еталонних зразків, що відбираються з кожного різновиду порід, об'єднаний показник ρ_m визначають лише для контролю й об'єктивного встановлення категорії породи при вирішенні спірних питань.

Нормування гірських порід проводиться за Єдиною класифікацією гірських порід за буримістю. Відповідно до неї всі гірські породи поділені на 20 категорій залежно від тривалості часу чистого буріння 1 м шпуру (табл. 3.22). При визначенні категорії породи за буримістю фіксується найменша і найбільша тривалість буріння, після чого розраховується середнє значення, за яким і встановлюється категорія породи.

Таблиця 3.22

Класифікація гірських порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації

Категорія порід за буримістю	Коефіцієнт міцності за Протодьяковим	Середня тривалість буріння 1 м шпура, хв	Категорія порід за буримістю	Коефіцієнт міцності за Протодьяковим	Середня тривалість буріння 1 м шпура, хв
I	0,3 – 1	–	XI	6 – 8	3,75
II	0,3 – 1	–	XII	6 – 8	4,65
III	0,3 – 1	–	XIII	8 – 10	5,75
IV	1 – 2	–	XIV	8 – 10	6,95
V	1 – 2	–	XV	15	8,40
VI	4	1,14	XVI	16	10,00
VII	4 – 5	1,50	XVII	16	12,00
VIII	4 – 5	1,90	XVIII	18	14,30
IX	4 – 5	2,45	XIX	20	17,00
X	4 – 5	3,00	XX	20	21,00

Класифікації порід за буримістю необхідні як критерії при плануванні, фінансуванні та проектуванні бурових робіт, при нормуванні праці працівників геологорозвідувальних організацій.

3.4 ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ

Нафта і природний вуглеводневий газ – одні з найголовніших енергетичних джерел сучасного суспільства. Саме завдяки їх використанню в промисловості та побуті стало можливим здійснення науково-технічної революції у ХХ ст. І сьогодні найбагатшими у світі є нафто- та газовидобувні країни.

Родовища нафти і газу утворюються в різних геологічних умовах – як на суші, так і у морських басейнах (переважно у шельфових зонах). Геологія

нафтогазових родовищ розглядає процеси їх формування, закономірності розповсюдження та особливості залягання покладів у геологічних структурах, генезис (походження) вуглеводнів та методику прогнозування, пошуку, розвідки та розробки нафтогазових родовищ. На геологічній основі здійснюють підрахунок ресурсів і запасів вуглеводневої сировини в надрах.

3.4.1 Характеристика пластових флюїдів

Хімічний склад нафти і газу

Нафта і природний газ – складні горючі суміші вуглеводнів різних класів, що містять домішки неуглеводневих речовин. Останні захоплюються ними з середовища нафтогазоутворення або асимілюються у каналах вуглеводневої фільтрації і часто свідчать про особливості походження нафти і газу. В надрах вуглеводні постійно взаємодіють із підземними водами.

Нафта – багатокомпонентна вуглеводнева масляниста рідина, що має колір від бежевого до чорного. Її основний елементарний склад: вуглець 80 – 88 %; водень 11 – 14,5 %; сірка 0,01 – 5,0 %; кисень 0,05 – 0,7 %; азот – 0,01 – 0,6 %. У нафті присутні різні мікродомішки (до 50 хімічних елементів). Це так звані мікроелементи (понад 30 металів і близько 20 неметалів). Серед них: V, Ni, Fe, Zn, Al, Hg, Cd, Cu, Mn, Se, As, Pb, Sb, Ba, Mo, Cr, Ag, Au, Na, Ca, Br, Si, Sr, Co, Ti, Ga, Ge, Sn та ін. Частина металів у нафті знаходиться у формі солей органічних кислот і хілатних комплексів, у яких атом металу розміщений в центрі парафінового циклу або у порожнинах конденсованих ароматичних фрагментів, а основна маса – у формі складних полідентантних сполук. Багато з таких комплексів можуть вступати в іонний обмін з металами, що присутні у розчинах або на поверхні гірських порід, які контактують із нафтою. Найбільша кількість металів міститься в асфальтно-смолистих речовинах (ванадій, нікель, кобальт та ін.).

Густина нафти коливається в межах 650 – 1050 кг/м³. Теплота згорання – від 43,7 МДж/кг до 46,2 МДж/кг.

Вилучені з різних нафт вуглеводні належать до трьох головних рядів: *метанового* – C_nH_{2n+2} (алкани, парафіни), *нафтенового* – C_nH_{2n} (циклопарафіни, циклани) та *ароматичного* – C_nH_n (арени).

Технологічна класифікація нафт ґрунтується на вмісті в них: а) *сірки* – малосірчані (до 0,5 %), сірчані (0,51 – 2,0 %), високосірчані (> 2,0 %); б) *смол* – малосмолисті (< 18 %), смолисті (18 – 35 %), високосмолисті (> 35 %); в) *парафіну* – малопарафіністі (< 1,5 %), парафіністі (1,50 – 6,0 %), високопарафіністі (> 6 %).

Склад нафти характеризується також рідинно-газовими фракціями, що виникають у певних температурних інтервалах.

Природні вуглеводневі гази – багатокомпонентна суміш вуглеводнів метанового ряду і неуглеводневих компонентів, що здатні горіти. Зустрічаються у літосфері (переважно в осадовому комплексі гірських порід) у вигляді вільних скупчень, а також у розчиненому (в нафті та пластових водах), розсіяному (сорбовані породами) і твердому (у вигляді газогідратних покладів) станах. Представлені метаном (до 85 – 90 %), етаном, пропаном, бутаном і пентаном

(сумарний вміст до 20 %), а також парою рідинних вуглеводнів. Невуглеводневі компоненти представлені переважно азотом, вуглекислим газом, водяною парою, сполуками сірки (сірководень, меркаптани, сірчистий оксид вуглецю та ін.), гелієм, аргонном, воднем, парою ртуті тощо.

Вміст CO_2 у горючому природному газі – від часток відсотка до 10 – 15 %, а іноді і більше. Концентрація N не перебільшує 2 – 3 %, але в окремих нафтогазоносних басейнах його вміст може сягати 30 – 50 %. Відомі родовища з переважним вмістом азоту – до 80 %. Кількість сірководню звичайно не перевищує тут 2 – 3 %, проте іноді вона сягає 15 – 20 % і більше. Концентрації гелію, як правило, складають соті та тисячні частки відсотка, досягаючи іноді 5 – 8 %. З природних горючих газів у різних країнах видобувають сірку, гелій, ртуть та інші цінні компоненти.

Газовий конденсат. Дуже часто в природному газі вміщуються рідинні вуглеводневі частин. Ступінь насиченості ними визначається *конденсатністю* (cm^3/cm^3 , $\text{г}/\text{м}^3$), якою обумовлюється й утворення конденсату.

Конденсат – вуглеводнева суміш (C_5+C_6 +вищі), що знаходиться в газоконденсатному покладі у газоподібному стані та випадає у вигляді рідини зі зниженням пластового тиску (до тиску початку конденсації) в процесі розробки покладу.

Під *сирим конденсатом* мають на увазі рідинні вуглеводні (C_5 +вищі) з розчиненими в них газоподібними компонентами (метаном, етаном, бутаном, пропаном, сірководнем тощо).

Тиск початку конденсації – це тиск у пласті, за якого конденсат покладу починає переходити з пароподібного стану у рідинний, що призводить до перетворення однофазової системи у двофазову. Конденсат присутній у більшості газових родовищ.

Газові гідрати (кристалогідрати) – утворюються в умовах певних тисків і температур. Молекули води за допомогою водневого зв'язку утворюють кристалічні ґрати, у структурні порожнини яких проникають рухливі молекули метану та інші вуглеводневі гази. Тверді сполуки (клатрати), що утворюються таким чином, мають назву *газогідратів*. Підвищення температури чи зниження тиску супроводжується руйнуванням ґрат і розкладанням гідратів на газ і воду.

Скупчення газогідратів у водних басейнах (Чорне море, Північний Льодовитий океан та ін.) і у зонах багатолітніх мерзлих порід (Полярний Урал, Скандинавія, Аляска, Північна Канада та ін.) створюють газогідратні поклади, для формування і збереження яких не потрібні літологічні покришки. За певних термодинамічних умов вони самі відіграють роль непроникних екранів для звичайних нафтогазових покладів.

Умови утворення гідратів у кожному окремому випадку залежать від складу газу, тиску та температури. Кожній вуглеводневій сполуці притаманна окрема *критична температура гідратоутворення*. Критична температура гідратоутворення ($^{\circ}\text{C}$) дорівнює: для метану – 21,5; етану – 14,5; пропану – 5,5; ізобутану – 2,5; н-бутану – 1,0. Починаючи з пентанів вуглеводні не утворюють гідратів.

Хімічна формула газогідрату метану – $\text{CH}_4\text{H}_2\text{O}$; етану – $\text{C}_2\text{H}_6\text{H}_2\text{O}$; пропану – $\text{C}_3\text{H}_8\text{H}_2\text{O}$ і т. ін. *Густина* природних газогідратів – від 900 кг/м^3 до 1100 кг/м^3 .

3.4.2 Властивості пластових флюїдів

Фізичні властивості **нафти** – густина, коефіцієнт об'ємного стиснення, реологічні властивості та ін.

Густина нафти – один із основних показників її товарної якості. Густина нафти визначається її складом і за стандартних умов (температурі 20°C і атмосферному тиску) перебуває у межах $760 - 1000 \text{ кг/м}^3$. Рідко зустрічаються нафти з густиною, що виходить за ці межі.

Густину нафти в лабораторних умовах вимірюють за допомогою нафтоденсиметрів і пікнометрів за стандартних умов. Використання пікнометрів забезпечує більш високу точність вимірювання густини.

У пластових умовах густина нафти менша ніж виміряна на поверхні, оскільки в пластових умовах нафта містить розчинені гази.

Коефіцієнт об'ємного стиснення нафти (β), який визначається аналогічно (3.8), перебуває у межах $(4 - 70) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Стисливість нафти значною мірою залежить від кількості розчиненого газу, тиску і температури.

Реологічні властивості нафти характеризують залежність між напруженнями зсуву і деформаціями при її течії. Найбільш застосовуваними реологічними моделями, що описують течію нафт, є моделі Ньютона

$$\tau = \eta \dot{\gamma}. \quad (3.25)$$

Оствальда

$$\tau = k \dot{\gamma}^n \quad (3.26)$$

Шведова-Бінгама

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \quad (3.27)$$

де τ – напруження зсуву; $\dot{\gamma} = dy/dt$ – градієнт швидкості зсуву; τ_0 , η – динамічне напруження зсуву і в'язкість рідини; k , n – ступінь консистенцій і показник нелінійностей рідини.

Графік реологічних моделей Ньютона і Шведова-Бінгама зображено на рис.3.1, в, д, а на рис. 3.9 – Оствальда.

Рідина Оствальда з показником нелінійності $n < 1$ називається *псевдопластичною*, а із $n > 1$ – *дилатантною*.

Нафти у реологічному відношенні в більшості випадків описуються рівнянням Ньютона (3.16). Наявність у складі нафти твердих парафінів, асфальтосмолистих та інших речовин надає їм в'язкопластичних і в'язкопружних властивостей.

Реологічні властивості нафти визначаються її складом і змінюються в широких межах, наприклад, для в'язких рідин від $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ до $0,15 \text{ Па}\cdot\text{с}$ і більше. На реологічні властивості нафти суттєво впливають тиск і особливо

температура. З підвищенням температури реологічні властивості нафти зменшуються.

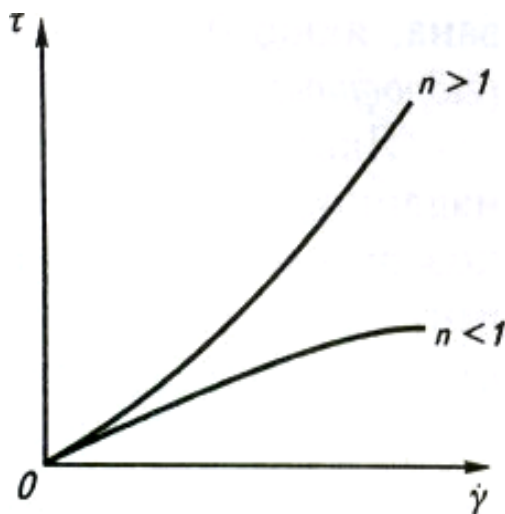


Рисунок 3.9 – Графік реологічної моделі Оствальда

Реологічні властивості нафти вимірюють за допомогою віскозиметрів ротаційного або капілярного типів.

Реологічні властивості нафт у пластових умовах визначають на спеціальних віскозиметрах або установках, які моделюють пластові температури і тиски.

Поверхневий натяг визначається витраченою енергією для ізотермічного утворення одиниці площі вільної поверхні рідини. Поверхневий натяг рідини залежить від природи і складу контактуючих фаз, тиску і температури. Він є результатом дії молекулярних сил, які у різних речовин неоднакові. Сили взаємодій молекул рідини з молекулами твердого тіла можуть бути більшими за сили взаємодій між молекулами рідини. Молекулярні сили взаємодії між водою і породою більші ніж нафтою і водою. Це може призвести до витиснення нафти водою з дрібних пустот породи в більш великі, тобто до міграції нафти в гірських породах.

Поверхневий натяг нафти і води на межі з газом перебуває у межах від 5 мН/м до 70 мН/м і зменшується зі збільшенням тиску і температури. Поверхневий натяг на межі «нафта – вода» в багатьох випадках перебуває у межах від 20 мН/м до 30 мН/м, але залежно від мінералізації води, вмісту в нафті активних компонентів (смол, асфальтенів, нафтових кислот і т. ін.), тиску, температури може змінюватись у більш широким межах.

Прилади для визначення поверхневого натягу ґрунтуються на вимірюванні сили, необхідної для розриву поверхні міжфазового розділу по периметру певної довжини. Найбільшого розповсюдження дістали методи відриву крапель, пластини, кільця.

Наявність на межі розділу фаз надлишкової поверхневої енергії зумовлює прагнення системи зайняти таке положення, при якому її площа поверхні була б

мінімальною. При контакті трьох фаз, коли одна з них тверда, прагнення системи до мінімуму поверхневої енергії проявляється через змочування.

Якщо на поверхню твердого тіла нанести краплю рідини, то після настання рівноваги вона приймає лінзоподібну форму (рис. 3.10,а), зумовлену взаємодією трьох поверхневих натягів: на контакті краплі з твердим тілом σ_{1-3} , краплі з навколишнім середовищем (рідиною або газом) σ_{1-2} та твердого тіла з навколишнім середовищем σ_{2-3} .

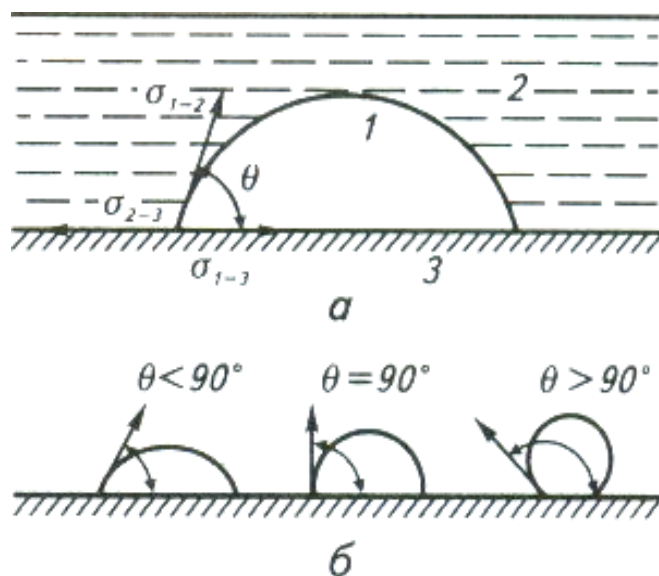


Рисунок 3.10 – Рівновага краплі рідини на твердій поверхні:

1 – крапля; 2 – навколишнє середовище; 3 – тверде тіло

Поверхневий натяг на контакті твердого тіла з краплею рідини намагатиметься зменшити площу їх контакту, цьому перешкоджатиме поверхневий натяг σ_{2-3} на контакті твердого тіла з навколишнім середовищем, а внесок поверхневого натягу на контакті з навколишнім середовищем буде залежати від кута θ , який σ_{1-2} утворюється з поверхнею твердого тіла. Після нанесення на поверхню крапля буде розтікатись по ній доти, поки не наступить рівновага трьох поверхневих натягів. Проектуючи σ_{1-2} на поверхню твердого тіла, одержимо рівність, яка відповідає мінімуму поверхневої енергії при контакті трьох фаз і називається *законом Юнга*

$$\sigma_{2-3} = \sigma_{1-3} + \sigma_{1-2} \cos \theta. \quad (3.28)$$

Кут θ між поверхнею твердого тіла і дотичною до краплі з вершиною на лінії розділу трьох фаз називається *крайовим кутом змочування* і є мірою змочування твердого тіла рідиною. Поверхня, змочувана рідиною, якщо $\theta < 90^\circ$; нейтрально змочувана, якщо $\theta = 90^\circ$ і незмочувана, якщо $\theta > 90^\circ$ (рис. 3.10, б). Змочувана рідиною (водою) поверхня називається *ліофільною (гідрофільною)*, а незмочувана – *ліофобною (гідрофобною)*.

Якщо капіляр опустити в рідину, яка його змочує, то рідина, намагаючись зменшити надлишкову поверхневу енергію, почне самовільно рухатись по капіляру ввєрх доти, поки поверхневі сили не будуть врівноважені вагою

стовпа рідини. При опусканні капіляра у незмочувану рідину спостерігається протилежне явище – рідина в капілярі опускається вниз. При цьому зрівноважуючий гідростатичний тиск стовпа рідини називають *капілярним тиском*.

Капілярний тиск визначається залежно від радіуса r капіляра і направлений у бік незмочуваної фази. Залежно від характеру змочуваності породи капілярний тиск може сприяти або перешкоджати витисненню нафти із породи.

$$p_k = \frac{2\sigma}{r} \cos \theta. \quad (3.29)$$

Теплофізичні властивості нафти: питома теплоємність $c = 1884 - 2763$ Дж/(кг·К); коефіцієнт теплопровідності $\lambda = 0,01 - 1,16$ Вт/(м·К); коефіцієнт температуропровідності $a = (0,12 - 0,55) \cdot 10^{-4}$ м²/с; коефіцієнт теплового об'ємного розширення $\beta_T = (0,58 - 1,27) \cdot 10^{-3}$ 1/К. Із підвищенням температури коефіцієнт об'ємного розширення збільшується. Для нафти з більшою густиною коефіцієнт β_T менше.

Нафта належить до діелектриків, тобто непровідників електричного струму.

Фізичні властивості нафти можуть суттєво змінюватися як з глибиною покладу, так і за його площею.

Фізичні властивості **природного газу** залежать від його хімічного складу і умов залягання (тиск, температура).

Зв'язок між густиною газу і його молярною масою μ , тиском p та температурою T визначається рівнянням стану реального газу

$$\rho = \frac{\mu p}{\bar{z}(p, T) RT}, \quad (3.30)$$

де R – універсальна газова стала $R = 8,3144$ Дж/(моль·К); \bar{z} – коефіцієнт надстисливості газу.

Молярна маса природного газу знаходиться як для суміші газів:

$$\mu = \sum_i \mu_i y_i, \quad (3.31)$$

де μ_i – молярна маса i -го компонента газу; $y_i = n_i / \sum n_i$ – молярна частка i -го компонента газу; n_i – кількість молів i -го компонента газу в суміші.

Коефіцієнт надстисливості газу \bar{z} визначається за допомогою емпіричних графіків М. Стайдінга і Д. Катца (рис. 3.11) залежності приведених тиску $p_{пр}$ і температури $T_{пр}$, тобто відношення значень p та T до відповідних середніх критичних значень тиску p_k і температури T_k суміші газів

$$p_{пр} = p / \sum_i y_i p_{ki}; \quad (3.32)$$

$$T_{\text{пр}} = T / \sum_i y_i T_{ki}, \quad (3.33)$$

де p_{ki} , T_{ki} – критичні тиск і температура i -го компонента суміші газу.

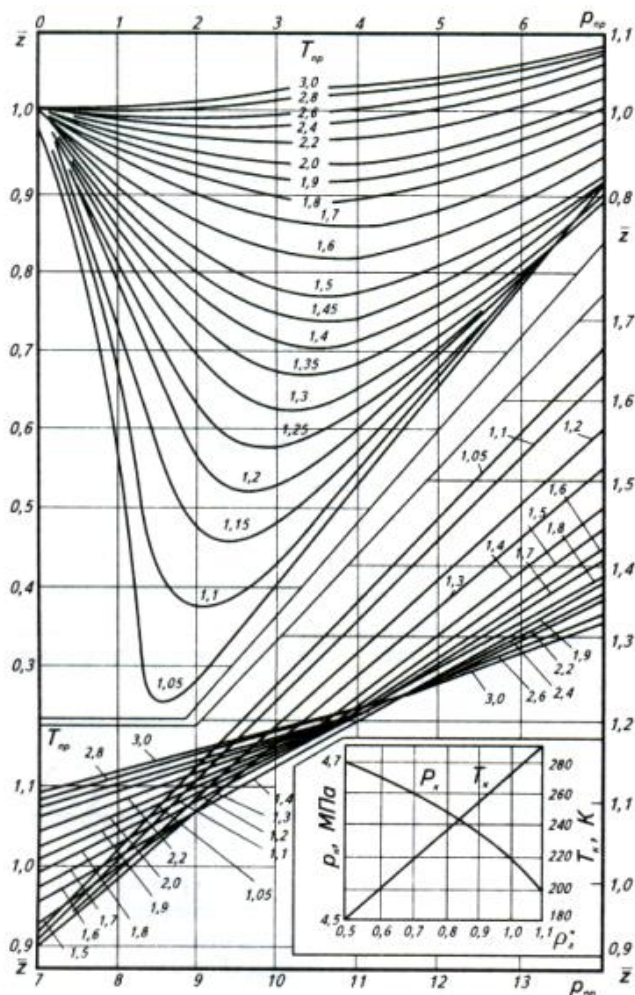


Рисунок 3.11 – Графік залежності коефіцієнта надтисливості газу \bar{z} від тиску $p_{\text{пр}}$ і температури $T_{\text{пр}}$

На рис. 3.12 наведено характерні ізотерми $p(V)$ реального газу. При низьких температурах на ізотермах AD і A'D' виділяються горизонтальні ділянки, які збігаються в точці K на деякій ізотермі з температурою $T_{\text{к}}$. Горизонтальні ділянки, обмежені кривою ЛКС, відповідають умовам, за яких газ перебуває одночасно у рідкому і газоподібному станах. Точка K з найбільшими значеннями температури і тиску, за яких газ може одночасно перебувати у рідкому і газоподібному станах, називається *критичною точкою*. Параметри газу в критичній точці – тиск $P_{\text{к}}$, молярний об'єм $V_{\text{к}}$ і температура $T_{\text{к}}$ – називаються *параметрами критичного стану газу*.

В окремих випадках для визначення критичних тиску і температури можна використати графічну залежність (рис. 3.11), де їх знаходять за відносною густиною газу за повітрям $\rho_{\text{Г}}^*$.

Коефіцієнт надтисливості природних газів може бути обчислений за допомогою рівняння стану Редліха-Квонга:

$$z^3 - z^2 + (A - B^2 - B)z - AB = 0, \quad (3.34)$$

де $A = 0,42748 p_{\text{пр}}/T_{\text{пр}}^{2,5}$; $B = 0,08664 p_{\text{пр}}/T_{\text{пр}}$.

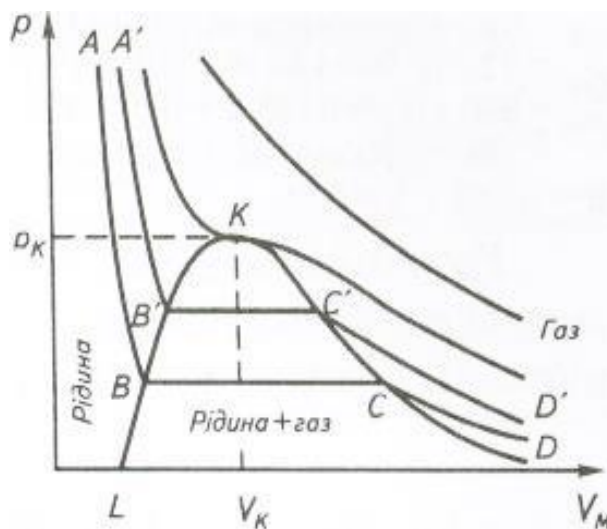


Рисунок 3.12 – Ізотерми реального газу

У табл. 3.23 наведено деякі фізичні властивості газів.

Таблиця 3.23

Фізичні властивості газів

Газ	Густина за нормальних умов, кг/м ³	Відносна густина за повітрям ρ_G^*	Критичний тиск P_K , МПа	Критична температура T_K , К
Повітря	0,292	1,000	3,77	32,3
Вуглекислий газ	1,976	0,529	7,39	304,1
Метан	0,716	0,554	4,64	190,5
Етан	0,356	1,049	4,95	305,1
Пропан	2,019	0,562	4,40	268,6
n-Бутан	2,703	2,091	3,16	425,8
Ізобутан	2,668	2,064	3,36	407,0
Ізопентан	3,221	2,491	3,34	470,2
Сірководень	1,539	1,190	9,00	373,0

Приклад 3.2. Визначимо коефіцієнт надстисливості газу з відносною густиною за повітрям $\rho_G^* = 0,73$ при температурі $T = 340$ К і тиску $p = 32$ МПа.

На рис. 3.9 знаходимо критичні значення температури $T_K = 224$ К і тиску $P_K = 4,66$ МПа. Тоді $p_{\text{пр}} = 32/4,66 = 6,87$ і $T_{\text{пр}} = 340/224 = 1,52$. За графіками М. Стайдінга і Д. Катца маємо $z = 0,93$.

Використаємо рівняння Редліха-Квонга (3.34): $A = 1,031$; $B = 0,392$ і $\bar{z} = 0,94$.

Приклад 3.3. Визначимо коефіцієнт надстисливості газу при температурі $T = 340$ К і тиску $p = 32$ МПа. Склад суміші газу (об'ємна концентрація, %) за нормальних умов: $\text{CH}_4 - 86,1$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 8,8$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 2,8$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 1,2$ і $\text{CO}_2 - 1,1$.

Табл. 3.23 визначимо критичні значення тиску і температури для кожного компонента суміші (в порядку їх запису):

Тиск, МПа	Температура, К	Молярна частка
$P_{к1} - 4,64$	$T_{к1} - 190,5$	$y_1 - 0,861$
$P_{к2} - 4,96$	$T_{к2} - 305,1$	$y_2 - 0,088$
$P_{к3} - 4,40$	$T_{к3} - 268,6$	$y_3 - 0,028$
$P_{к4} - 3,16$	$T_{к4} - 425,8$	$y_4 - 0,012$
$P_{к5} - 7,39$	$T_{к5} - 304,1$	$y_5 - 0,011$

Оскільки молі газів в однакових умовах займають рівні об'єми, то об'ємна і молярна частки будуть рівні.

За формулами (3.31) і (3.33) обчислимо відповідно:

$$p_{\text{пр}} = 32 / (0,861 \cdot 4,64 + 0,088 \cdot 4,95 + 0,028 \cdot 4,40 + 0,012 \cdot 3,15 + 0,011 \cdot 7,39) = 6,85;$$

$$T_{\text{пр}} = 340 / (0,861 \cdot 190,5 + 0,088 \cdot 305,1 + 0,028 \cdot 268,6 + 0,012 \cdot 425,8 + 0,011 \cdot 304,1) = 1,644.$$

За графіками М. Стайдінга і Д. Катца (рис. 3.9) маємо $\bar{z} = 0,95$. З рівняння Редліха-Квонга (3.34) одержимо: $A = 0,846$; $B = 0,361$ і $\bar{z} = 0,96$.

Розчинність газів c_r у рідині, яка визначається відношенням об'єму $V_{\text{го}}$ газу за нормальних умов до об'єму рідини V_r , при постійній температурі і невеликих змінах тиску прямо пропорційна абсолютному тиску p газу над поверхнею (закон Генрі):

$$c_r = \alpha p, \quad (3.35)$$

де α – коефіцієнт розчинності.

У загальному випадку коефіцієнт розчинності газу може суттєво змінюватися при збільшенні тиску, підвищенні температури та інших факторах, що сприяють процесу розчинення. За таких умов закон Генрі порушується. В табл. 3.24 і 3.25 наведено експериментальні дані В.Д. Шевцова про розчинність газів у воді. Наприклад, з табл. 3.25 випливає, що в 1 л води при температурі 100°C і тиску 30 МПа розчиняється 3,5 л метану.

У табл. 3.26 – 3.28 наведено дані про вплив тиску і температури на розчинність етану, пропану і сірководню у воді.

Розчинність газів у суспензіях, як правило, зменшується з підвищенням концентрації інших розчинених речовин. За даними Р.Г. Ахмадєєвої, розчинність метану у воді за наявності NaCl зменшується в 2 – 3 рази. Досліди А.М. Левіна показали, що коефіцієнт розчинності вуглеводневих газів у

глинистій суспензії дещо менший ніж у воді Це зумовлено меншою кількістю води в суспензії та її адсорбцією глинистими частинками.

Таблиця 3.24

**Коефіцієнт розчинності газів (α) у воді при атмосферному тиску
(за даними В.Д. Шевцова)**

Газ	$\alpha \cdot 10^5, \text{Па}^{-1}$ при температурі, °С					
	0	20	40	60	80	100
Метан	0,0556	0,0331	0,0237	0,0195	0,0177	0,0170
Етан	0,0987	0,0472	0,0292	0,0218	0,0183	0,0172
Пропан	0,0370	0,0360	–	–	–	–
н-Бутан	0,0315	0,0206	–	–	–	–
Азот	0,0235	0,0154	0,0125	0,0102	0,0096	0,0095
Вуглекислий газ	1,7100	0,8780	0,5300	0,3590	–	0,2600
Сірководень	4,6700	2,5800	1,6600	1,1900	0,9200	0,8100
Повітря	0,0288	0,0187	0,0141	0,0121	0,0112	0,0100

Таблиця 3.25

Розчинність метану (c_T) у воді (за даними В.Д. Шевцова)

Тиск, МПа	c_T при температурі, °С					
	60	100	150	200	250	300
5	0,9	0,8	1,0	1,2	-	-
10	1,7	1,5	1,9	2,7	3,2	1,5
15	2,2	2,1	2,9	4,4	5,7	7,5
20	2,7	2,7	3,7	5,7	8,2	13,0
25	3,1	3,1	4,2	7,1	10,6	18,4
30	3,4	3,5	4,7	8,1	12,9	23,1
40	4,1	4,2	5,9	10,0	16,6	31,6
50	4,5	4,7	6,7	11,1	19,7	38,1
60	5,0	5,2	7,5	12,4	22,1	43,2
80	–	–	9,0	15,0	26,4	52,4
100	–	–	10,0	[6,6	29,5	59,0
110	–	–	10,1	17,2	30,3	61,1

Розчинність етану (c_r) у воді (за даними Кальберсона і Мак-Кетта)

Тиск, МПа	c_r при температурі, °С					
	40	60	80	100	120	140
1,01	0,30	0,21	0,15	0,14	0,15	0,19
2,03	0,57	0,41	0,33	0,30	0,33	0,40
3,04	0,72	0,56	0,46	0,44	0,50	0,57
4,05	0,81	0,68	0,60	0,58	0,65	0,76
7,60	0,97	0,87	0,81	0,86	0,98	1,16
10,13	1,00	0,93	0,92	0,99	1,15	1,38
15,20	1,06	1,01	1,06	1,20	1,39	,64
20,27	1,13	1,08	1,13	1,31	1,54	1,85
30,40	1,22	1,18	1,24	1,45	1,73	2,13
40,53	1,28	1,25	1,33	1,55	1,90	2,33
60,80	1,37	1,37	1,50	1,75	2,09	2,53

За даними Т.П. Сафронової і Т.П. Жузе, коефіцієнт розчинності компонентів природних газів у нафті залежно від тиску може збільшуватись і зменшуватись. Встановлено, що розчинність газів збільшується із підвищенням вмісту в нафті парафінових вуглеводнів і зменшується при високому вмісті ароматичних вуглеводнів. Відзначається також, що на розчинність газів у нафті природа газів впливає більшою мірою ніж склад нафти. З підвищенням температури розчинність вуглеводневих газів у нафті знижується. Коефіцієнт розчинності природних газів у нафті змінюється в широких межах і досягає $(4\div 5) \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$.

Розчинність пропану (c_r) у воді (за даними Кальберсона і Мак-Кетта)

Тиск, МПа	c_r при температурі, °С					
	40	60	80	100	110	140
1,01	0,21	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09
2,03	0,25	0,24	0,21	0,21	0,22	0,23
3,04	0,25	0,25	0,28	0,28	0,31	0,34
4,05	0,25	0,25	0,28	0,33	0,38	0,42
7,60	0,27	0,27	0,31	0,37	0,46	0,57
10,13	0,27	0,28	0,31	0,38	0,48	0,62
15,20	0,28	0,29	0,32	0,39	0,51	0,68
20,27	0,28	0,29	0,33	0,41	0,53	0,72

Розчинність сірководню (c_r) у воді (за даними Селлека і Сейджа)

Тиск, МПа	c_r при температурі, °С				
	37,8	71,1	104,4	137,8	171,0
1,01	15,4	9,57	7,29	5,0	1,75
2,03	31,5	19,3	14,4	11,6	7,5
3,04	–	29,4	21,6	17,8	13,3
4,05	–	39,5	28,7	24,0	19,3
7,60	–	–	53,2	43,7	39,2
10,13	–	–	73,9	59,2	55,1
15,20	–	–	28,9	98,2	91,9
20,27	–	–	223,5	149,3	138,1

Кількість розчиненого у нафті газу характеризують *газовмістом нафти* G , під яким розуміють виділений із одиниці об'єму пластової нафти об'єм газу при зниженні тиску і температури до стандартних умов (атмосферний тиск і температура 20 °С), тобто

$$G = \frac{V_{\Gamma}}{V_H},$$

де V_{Γ} – об'єм виділеного газу в стандартних умовах із об'єму нафти V_H у пластових умовах.

Ступінь насиченості нафти газом характеризують *тиском насичення*, під яким розуміють максимальний тиск, при якому газ починає виділятися із нафти при її ізотермічному розширенні.

В'язкість природних газів значною мірою залежить від їх тиску і температури. В інженерних розрахунках в'язкість природного газу може бути прийнята рівною в'язкості метану, якщо вміст важких вуглеводнів не перевищує 10 %. У табл. 3.29 наведено, за В.Д. Шевцовим, дані про в'язкість, метану при різних температурах і тисках.

Таблиця 3.29

В'язкість метану η , 10^5 Па·с (за даними В.Д. Шевцова)

Тиск, МПа	Температура, °С		
	0	25	75
0,1	1,028	1,108	1,260
2,0	1,060	1,133	1,290
6,0	1,223	1,260	0,300
10,0	1,422	1,368	1,455
15,0	1,800	–	–
20,0	2,170	1,990	1,810
30,0	2,802	2,509	2,230

Фізичні властивості **пластових вод** суттєво залежать від виду води (вільна, зв'язана), ступеня мінералізації, розчинності газу, умов залягання (тиск і температура) та інших факторів.

Густина пластових вод залежно від ступеня мінералізації може змінюватись від 1000 кг/м³ (прісна вода) до 1450 кг/м³ (при концентрації солей 643 кг/м³). Наближена залежність густини мінералізованої води від вмісту розчинених мінеральних речовин наведена нижче:

вміст домішок, кг/м ³	0	27,5	55,4	113,2	175,8	210,8
густина води, кг/м ³	1000	1020	1040	1080	1120	1150

Фізичні властивості чистої води при атмосферному тиску (0,102 МПа) і температурі +5 °С :

- в'язкість $\eta = 0,0015$ Па·с;
- коефіцієнт об'ємного стиснення $\beta = 4,9 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹;
- коефіцієнт теплового розширення $\beta_T = 1,0 \cdot 10^{-5}$;
- поверхневий натяг $\sigma = 7,84 \cdot 10^{-2}$ Дж/м²;
- швидкість поширення звуку $a_0 = 1425$ м/с;
- питома теплоємність $c = 4,2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К);
- коефіцієнт теплопровідності $\lambda = 0,564$ Дж/(м·с·К);
- коефіцієнт температуропровідності $a = 1,34 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

В'язкість пластових вод і підвищення концентрації розчинених солей збільшується. Про характер впливу температури на в'язкість води можна судити з наведених даних:

$T, ^\circ\text{C}$	5	10	20	30	40	50	60	70	80
$\eta \cdot 10^{-3}, \text{Па}\cdot\text{с}$	1,50	1,30	1,00	0,81	0,66	0,56	0,48	0,42	0,37

Збільшення тиску призводить до незначного підвищення в'язкості.

Коефіцієнт об'ємного стиснення з підвищенням тиску зменшується, а температури – збільшується. Характер впливу тиску і температури на коефіцієнт теплового розширення аналогічний.

3.5 ТРИЩИНУВАТИСТЬ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Трищинуватість – це наявність перетинання масиву гірських порід тріщинами. Вона характерна для більшості гірських порід.

Для кількісної оцінки трищинуватості використовують такі поняття: густина тріщини $G = n/l_n$ (де n – кількість тріщин, які перетинають нормаль їх площини; l_n – довжина цієї нормалі); розкриття і доміна тріщин; елементи орієнтації тріщини у просторі (кут і азимут падіння площини тріщини) та ін.

До макротріщин умовно належать тріщини з розкриттям більшим за 0,1 мм, а до макротріщин – меншим за 0,1 мм.

Дослідженнями Є.М. Смехова показано, що розкриття значної більшості тріщин рідко перевищує 0,05 мм. Наявність у гірських породах макротріщин є окремим випадком і розповсюджується лише на ділянки колектора. В.Н. Майдебора вважає, що великі порожнечі в колекторі не можуть бути значних розмірів і з'єднуються між собою через мікротріщини.

Морфологія тріщин визначається формою тріщини, шорсткістю стінок, характером взаємоперетину та ін. За формою тріщини бувають прямолінійні криволінійні, хвилясті та ін. Інколи ці характеристики пов'язуються з напрямком або формою тріщини в плані. Багатьма дослідниками визначено, що тріщину з достатнім ступенем наближення до реальних умов можна розглядати як плоску щілину з паралельними стінками. Але відомо, що величина розкриття мікротріщин змінюється в широких межах: у місцях розширень вона може на порядок і більше перевищувати розкриття у місцях звужень.

За характером поверхні стінок тріщини виділяють гладкі шорсткі та текстурні. Дослідження тріщинуватості порід на шліфах показують, що більшість тріщин має гладкі стінки. Зрозуміло, що шорсткість стінок тріщин визначається літологією гірської породи та її структурними характеристиками.

За характером заповнення є тріщини відкриті, частково заповнені та заповнені твердою речовиною. Залежно від виду заповнюючої речовини тріщини поділяють на мінеральні, бітумінозні та змішані.

Перетин тріщин має такі різновидності: не перетинаються, а закінчуються, як правило, самі; тріщини перетинаються без видимого зміщення площини тріщини; одна тріщина перетинає іншу із помітним зміщенням; одна тріщина різко закінчується в іншій, не перетинаючи її.

За походженням розрізняють ендегенні (первинні) й екзогенні (вторинні) тріщини.

Первинні тріщини розвинуті рівною мірою як у складчастих породах, так і в шарах, які залягають спокійно. Вони існують у різних породах, крім тих, в яких тріщини взагалі не можуть зберігатися через сипучість і повзучість матеріалу. В осадових породах первинні тріщини здебільшого перпендикулярні до шарів і є внутрішньосаровими, тобто окремі тріщини не виходять за межі одного шару, утворюючи добре витримані ряди. Густота нетектонічних тріщин залежить від складу шарів та їх товщини; в міцніших породах і товстіших шарах відстань між тріщинами більша. Нетектонічні тріщини характеризуються частим вклинюванням і заповненням матеріалом вміщуючої або перекриваючої породи.

Крім цього, були виділені планетарні тріщини, орієнтування яких пов'язане не з локальними тектонічними деформаціями, а з планетарними явищами. Такі тріщини вертикальні, вони утворюють системи геометрично правильних блоків. Цей тип тріщин, на думку Г.Л. Поспелова, утворює ґратчастий тип структури земної кори. Ґратчастими тріщинними структурами пронизані всі основні товщі, більш молоді відклади наслідують їх більш древніх.

Вторинні та тектонічні тріщини становлять більшість. Їх тектонічне походження доведено об'єднанням тріщин у системи і тісним зв'язком із характером деформацій, які виникають всередині структур, що розвиваються. Тектонічні тріщини поділяють на тріщини відриву і сколу. Тектонічні тріщини характеризуються великою довжиною, групуються у витримані за розрізом і площею системи і розташовуються перпендикулярно, кутом або паралельно напластуванню.

Численними даними за низкою районів доведено, що кількість відкритих і бітумних тріщин значно переважає кількість закритих тріщин.

Дослідження тріщинуватості гірських порід дозволили встановити низку закономірностей їх розповсюдження і розвитку.

Тектонічні тріщини, як уже зазначалося, групуються у певні системи. Кожна із систем характеризується певними показниками тріщинуватості, які в межах даної системи майже однакові. В гірських породах найбільш характерна наявність двох взаємно перпендикулярних (або близьких до них) систем тріщин.

Вивчення закономірностей розвитку тріщинуватості на структурах різного типу показали, що на складчастих структурах інтенсивність деформацій гірських порід зростала від периферії до купола, тоді як на платформних підйомах інтенсивність деформацій зростала від при купольної частини структури до периферії.

Встановлено також зв'язок між тріщинуватістю гірських порід і різними формами диз'юнктивних дислокацій усіх рангів. Відповідно до сучасних уявлень процес утворення цих дислокацій має подібність до виникнення тектонічних тріщин і відрізняється лише масштабом явища. Диз'юнктивні дислокації не мають суттєвого впливу на розвинуту регіональну тектонічну тріщинуватість. Як правило, збільшення густоти тріщин (за рахунок утворення тріщин оперення) виникає в безпосередній близькості до лінії порушення в зоні шириною до 10 – 40 м.

Літолого-петрографічні особливості гірських порід мають важливе значення при встановленні закономірностей розвитку тріщинуватостей. Вони суттєво впливають на формування деяких параметрів тріщинуватості (густина тріщин, їх розкриття та ін.).

Вапняки тонкозернисті з відсутністю або незначним вмістом теригенних домішок характеризуються наявністю вторинних пустот (каверни, карстові і стилітові порожнини), які розвиваються в системи тріщин. Вторинні пустоти досягають в діаметрі 2 – 5 мм. Розміри карстових пустот можуть бути досить значними.

У доломітах, особливо нерівнозернистих, часто розвинуті вторинні пустоти, розміри яких нерідко більші ніж у вапняках.

У мергелях, в основному, переважають дві генерації мікротріщин – мінеральні та відкриті.

Теригенні породи характеризуються, по суті, такими генераціями мікротріщин, що і карбонатні.

Для кам'яних солей характерна, як правило, незначна тріщинуватість. Густина тріщин у пластах великої товщини невелика, а в пластах малої товщини густина тріщин зростає. У цих умовах розрізняють ранні мінеральні (заповнені глинисто-карбонатною або глинисто-ангідритовою речовиною), бітумні та відкриті тріщини.

У табл. 3.30 наведена класифікація порід за ступенем тріщинуватості.

У таблиці *питома кускуватість* – це кількість кусків породи, на які розділяється тріщинами один метр керна. Показник тріщинуватості – це

кількість тріщин на вибої свердловини (у торці керна), що перетинають різець коронки за один оберт бурового снаряда. У тріщинуватих породах при перетинанні різцем тріщин виникають удари, що призводять до поломки різців. Тому доводиться знижувати параметри режиму буріння.

Таблиця 3.30

Класифікація гірських порід за ступенем тріщинуватості

Група	Ступінь тріщинуватості	Питома кускуватість керна, шт./м	Показник тріщинуватості, 1/об	Вихід керна, %
1	Монолітні	1 – 5	до 0,50	100 – 70
2	Слаботріщинуваті	6 – 10	0,51 – 1,00	90 – 60
3	Тріщинуваті	11 – 30	1,01 – 2,00	80 – 50
4	Сильнотріщинуваті	31 – 50	2,01 – 3,00	70 – 40
5	Надто і виключно сильно тріщинуваті	51 і більше	3,01 і більше	60 – 30 і менше

Також рекомендовано використовувати ще одну характеристику ступеня тріщинуватості порід – відношення середньої довжини куска керна до діаметра керна. Для 1–2 груп ця величина більше 2,5; для 3–0,6 це 2,5; для 4–5 – менше 0,6.

Якщо сильнотріщинуватою породою є корисна копалина, то для одержання якісних проб при бурінні доводиться застосовувати спеціальні колонкові снаряди.

4 БУДІВНИЦТВО НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО БУДІВНИЦТВО СВЕРДЛОВИН

Сучасне буріння охоплює широке коло питань, всебічно висвітлює, які за принципом послідовного розгляду кожного технологічного процесу та операції, основ проектування та принципів, реалізація на виробництві складна. Слід зупинитись на основних способах буріння.

4.1.1 Призначення, мета та завдання буріння свердловин

Буріння свердловин – це процес спорудження спрямованої гірничої виробки великої довжини та малого (порівняно з довжиною) діаметра. Початок свердловини на поверхні землі називають устям, дно – вибоєм. Цей процес буріння поширений у різних галузях народного господарства.

Мета та завдання буріння

Нафту і газ видобувають, користуючись свердловинами, основними процесами будівництва яких є буріння та кріплення. Необхідно здійснювати якісне будівництво свердловин у дедалі більших обсягах при кратному зниженні термінів їх проведення, а також при зменшенні трудо- та енергоємності та капітальних витрат.

Буріння свердловин – єдиний метод результативної розробки, збільшення видобутку та запасів нафти та газу.

Цикл спорудження нафтових та газових свердловин до введення їх в експлуатацію складається з таких послідовних ланок:

- будівництво наземних споруд;
- проходка стовбура свердловини, здійснення якої можливе тільки при виконанні робіт двох видів, що паралельно протікають, – поглиблення вибою за допомогою локального руйнування гірської породи й очищення стовбура від зруйнованої (вибуреної) породи;
- роз'єднання пластів, що складається з послідовних робіт двох видів – закріплення стінок стовбура обсадними трубами, з'єднаними в обсадну колону, та герметизація (цементування, тампонування) за колонного простору;
- освоєння свердловини як експлуатаційного об'єкта.

4.1.2 Поняття про свердловину, її елементи та просторове положення

Свердловиною називається штучна циліндрична гірнична виробка в земній корі, що має малі поперечні розміри в порівнянні з глибиною. Діаметри свердловин змінюються від 25 мм до 1000 мм і більше (при проходці шурфів і стовбурів шахт їх діаметри досягають 8000 мм). Глибина свердловин змінюється від 5 м до 10000 м і більше. У СНД пробурена найглибша у світі

Кольська свердловина СГ-3, глибина якої перевищила 12000 м (проектна глибина 15000 м).

При розвідці родовищ твердих корисних копалин глибина свердловин, пробурених з відбором керна, перевищила 4000 м. Найглибші свердловини бурять з метою пошуків та розвідки нафти й газу, а також вивчення глибинної будови земної кори. Їх глибина досягає 5000 – 8000 м.

Елементи свердловини (рис. 4.1):

- **вибій** – дно свердловини, що поглиблюється у процесі її проходки; вибій може руйнуватися по всій площі 8 або по кільцю 6 із залишенням у центральній його частині незруйнованого стовпчика породи – керна 7, що є наочним геологічним зразком;
- **стінки** 9 – бічна поверхня свердловини;
- **устя** 1 – місце перетинання стовбура свердловини із землею поверхнею або з гірничою виробкою;
- **стовбур** – простір, обмежений стінками свердловини (2 – обсаджений трубами 3; 5 – необсаджений);
- **вісь свердловини** 4 – траєкторія, описувана у просторі центром вибою, що поглиблюється.

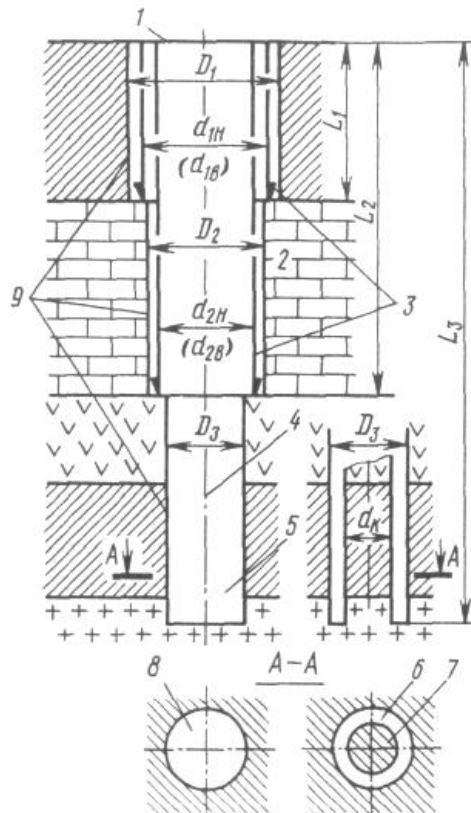


Рисунок 4.1 – Елементи свердловини

Свердловина є інженерним спорудженням і характеризується конструкцією, тобто її будовою у земній корі.

Конструктивні параметри свердловини:

- діаметри стовбура D_1 , D_2 , D_3 – прийнято діаметр свердловини приймати рівним діаметрові породоруйнівного інструменту;

- загальна глибина L_3 ;
- інтервали закріплення стовбура L_1 , L_2 , складеного нестійкими породами – зазначені інтервали перекриваються трубами 3, які називають **обсадними**;
- діаметри $d_{1н}$, $d_{2н}$, $d_{1в}$, $d_{2в}$ (зовнішній "н" і внутрішній "в") обсадних труб;
- інтервали заповнення затрубного простору (кільцевий зазор між стінками свердловини і зовнішнім діаметром обсадних труб) непроникним матеріалом для роз'єднання перебудурених пластів;
- при бурінні свердловин на рідкі корисні копалини (нафта, прісні та мінеральні води) до поняття "конструкція свердловини" входить також її будова у межах продуктивного пласта, що підлягає випробуванню й експлуатації. До буріння свердловини доводять і вибирають її конструкцію. До поняття конструкції входить концентричне розташування спущених у свердловину обсадних колон із зазначенням їх діаметра, глибини спуску, висоти підйому закачаного за ними в свердловину цементного розчину, діаметра доліт, якими бурять під кожну колону.

Конструкція свердловини – це сукупність елементів кріплення гірничої виробки з поперечними розмірами, невідповідно малими з її глибиною і протяжністю, що забезпечують при сучасному технічному та технологічному оснащенні безаварійне, з урахуванням охорони надр, економічне будівництво герметичного просторово-стійкого каналу розрізу, а також денною поверхнею, що експлуатується в заданих режимах і часу залежно від призначення – вивчення геологічного розрізу, розвідка та оцінка газо-, нафто- та водоносності відкладів, видобуток продукції, підтримання пластових тисків, спостереження за режимом експлуатації родовища та ін.

На рис. 4.2, *а* наведено профіль свердловини, а на рис. 4.2, *б* графічно зображено робочу схему її конструкції. Вгорі над кожним рядом обсадних колон пишеться діаметр (в мм), а внизу – глибина установки (в м), інтервал підйому цементного розчину позначається штрихами, вище яких відзначається висота його підйому; іноді наводиться номер долота.

Кожна колона, що спускається у свердловину, має своє призначення та назву. Перша, найкоротша, називається напрямком. Вона встановлюється до початку буріння та оберігає устя свердловини від розмиву ґрунту циркулюючим буровим розчином. Друга колона, що слугує для перекриття нестійких верхніх порід та водоносних горизонтів, називається кондуктором. Низ кондуктора, як і низ всіх колон, що спускаються після нього, закінчується короткою потовщеною трубою – черевиком. При бурінні свердловин за умов багаторічномерзлих порід напрямок і кондуктор вибирають з урахуванням попередження розтеплення порід. Для попередження або усунення ускладнень, що виникають або можливі під час буріння, спускають проміжну колону. Їх може бути кілька. Остання колона, призначена для експлуатації продуктивного горизонту, називається експлуатаційною. При підрахунку кількості колон, спущених у свердловину, напрямок та кондуктор не враховуються.

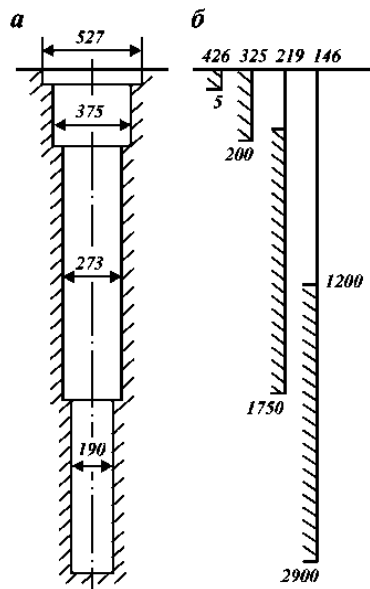


Рисунок 4.2 – Конструкція свердловини

Колона, що перекриває деякий інтервал без виходу до устя свердловини, називається хвостовиком (потайною колоною). Хвостовики часто застосовують при кріпленні глибоких свердловин (рис. 4.3).

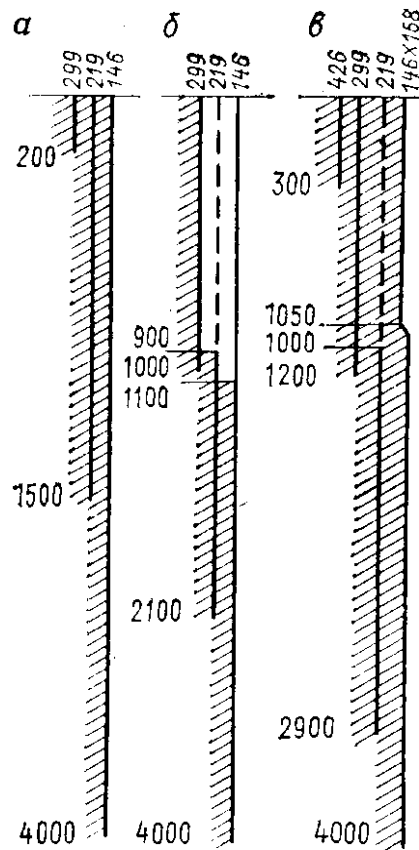


Рисунок 4.3 – Схема конструкції свердловини:

а – з проміжною колоною; б – з потайною проміжною колоною (хвостовиком); в – з комбінованою експлуатаційною колоною

Іноді обсадні колони спускають частинами, секціями.

Свердловини бурять вертикальні та похилі. В останньому випадку свердловину примусово викривляють згідно з раніше запроєктованим профілем.

Поглиблення свердловини здійснюється шляхом руйнування породи на всій площі вибою (без відбору керна) або на його периферійній частині (з відбором керна).

За напрямком бурові свердловини поділяються на такі типи:

- вертикальні – направлені вертикально вниз;
- похилі – направлені вниз під кутом до вертикалі;
- горизонтальні – направлені горизонтально;
- підняткові вертикальні – направлені вгору по вертикалі (з гірничих виробок);
- підняткові похилі – направлені під кутом до вертикалі вгору (з гірничих виробок).

Основні елементи просторового положення свердловини характеризуються:

- координатами центра устя свердловини X, Y, Z ;
- напрямом буріння свердловини;
- зенітним кутом осі (або кутом нахилу) свердловини у цій точці;
- азимутальним кутом напрямком траси свердловини в даній точці;
- горизонтальною проєкцією свердловини траси;
- проєкцією свердловини на площину вертикального розрізу (профілем свердловини);
- глибиною свердловини.

Крім того, для полегшення геометричних побудов та розрахунків як характеристики просторового положення траси свердловини виділяється так звана апсидальна площина – вертикальна площина, що проходить через дотичну до просторової кривої осі свердловини в точці вимірювання зенітного й азимутального кутів.

Зенітний та азимутальний кути – основні параметри, що вимірюються при інклінометричних дослідженнях в ході контролю положення свердловини, що задаються при їх закладанні та використовуються в проєктних розрахунках.

Зенітним кутом θ називається кут у вертикальній площині між віссю свердловини (щодо прямої до осі свердловини в точці виміру) і вертикаллю.

Азимутальним кутом α , або азимутом, називається кут, що вимірюється в горизонтальній площині від північного напрямку істинного або магнітного меридіана (справжній або магнітний азимут) по ходу годинної стрілки до горизонтальної проєкції дотичної прямої до осі свердловини в точці. Основні елементи просторового становища свердловини зображено на схемі рис. 4.4.

При складно-просторовому викривленні свердловини, коли зі збільшенням глибини одночасно змінюються і зенітний, і азимутальний кути свердловини, величина загального зміни напрямку осі свердловини оцінюється

повним кутом викривлення β . Кут β являє собою кут між дотичними до вертикальних проєкцій осі свердловини у двох точках спостережень.

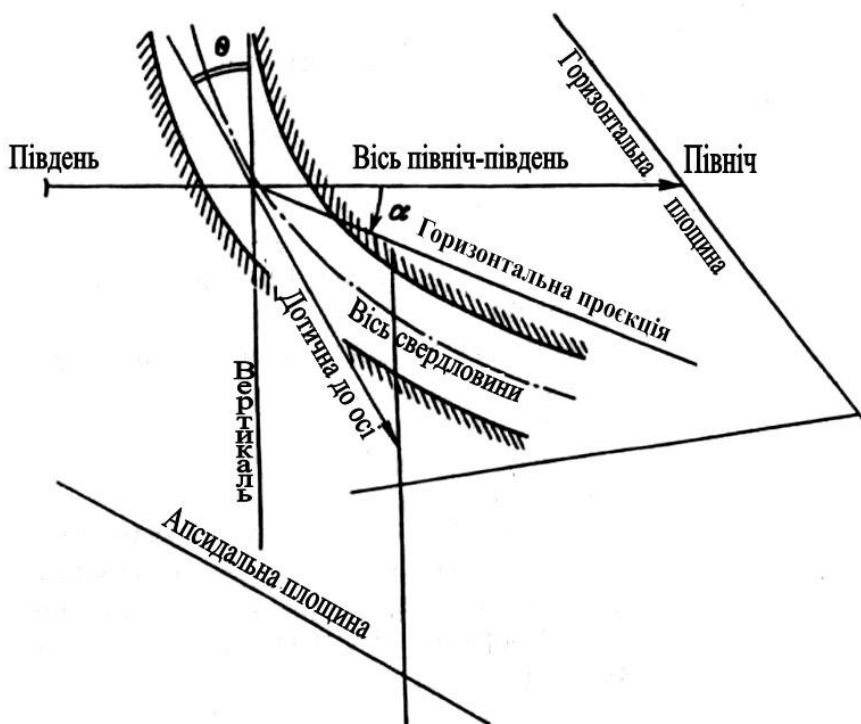


Рисунок 4.4 – Елементи просторового положення свердловини

4.1.3 Класифікація свердловин за призначенням

За призначенням всі свердловини, що бурять з метою геологічного дослідження району, поділяють на опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні та спеціальні.

Опорні свердловини бурять для вивчення геологічної будови і гідрогеологічних умов залягання осадової товщі порід і вивчення закономірностей поширення комплексів відкладів, сприятливих для нафтогазонакопичення. При бурінні опорних свердловин намагаються розкрити кристалічний фундамент, а там, де він залягає глибоко, бурять до технічно можливих у даний час глибин.

Параметричні свердловини призначені для детальнішого вивчення геологічної будови розрізу, особливо на великих глибинах, а також для виявлення найперспективніших площ з точки зору проведення на них геолого-пошукових робіт. За результатами буріння параметричних свердловин уточнюють стратиграфічний розріз і наявність сприятливих для накопичення нафти і газу структур, коректують розроблені за даними опорного буріння перспективи нафтогазонасності району і прогнозні запаси нафти і газу.

Структурні свердловини слугують для детального вивчення структур, виявлених при бурінні опорних і параметричних свердловин та для підготовки проекту пошуково-розвідувального буріння на ці структури. Результати структурного буріння і геофізичних досліджень використовують для вивчення характеру залягання, віку і фізичних властивостей порід, що складають розріз,

для точного відбиття опорних (маркуючих) горизонтів і побудови структурних карт.

Пошукові свердловини споруджують на підготовлених попереднім бурінням та геолого-геофізичними дослідженнями площах з метою відкриття нових родовищ нафти і газу або для пошуків покладів нафти і газу на раніше відкритих родовищах. При бурінні пошукових свердловин детально вивчають геологічний розріз і його нафтогазоносність з відбором проб породи, води, газу, нафти, а при розкритті продуктивної товщі свердловини випробовують на приплив нафти за допомогою спеціальних пристроїв.

Розвідувальні свердловини бурять на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю з метою оконтурювання родовища та збору вихідних даних для складання проєкту його розробки. У процесі розвідувального буріння продовжують дослідження розрізу і його нафтогазоносності приблизно в такому ж обсязі, як це роблять при пошуковому бурінні.

Експлуатаційні свердловини бурять на повністю розвіданому і підготовленому до розробки родовищі з метою експлуатації покладів нафти і газу.

До категорії експлуатаційних входять не тільки свердловини, за допомогою яких видобувають нафту або газ (видобувні свердловини), але і свердловини, які дозволяють організувати ефективну розробку родовища (оціночні, нагнітальні, спостережні).

Оціночні свердловини призначені для уточнення режиму роботи пласта і ступеня виробки ділянок родовища, уточнення схеми його розробки.

Нагнітальні свердловини слугують для організації законтурного та всередині контурного нагнітання в експлуатаційний пласт води, газу або повітря з метою підтримання пластового тиску.

Спостережні свердловини споруджують для систематичного контролю за режимом роботи родовища.

Спеціальні свердловини бурять для підривних робіт при сейсмічних методах пошуків і розвідки родовища, скидання промислових вод у непродуктивні поглинаючі пласти, розвідки і видобутку води, підготовки структур для підземних газосховищ і закачування в них газу, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу.

4.1.4 Обґрунтування місця закладання і проєктування свердловини як інженерної споруди

Для геологічного обґрунтування місця закладання свердловини залучають усі наявні у геологів матеріали по площі, що цікавить: результати поверхневих геологічних і геофізичних досліджень даної площі, геологічні карти і профілі аналогічних площ, результати картувального буріння і відомості про так звані опорні свердловини, дані про ґрунтові та артезіанські води, відомості про поверхневі нафтогазопрояви, загальні відомості про будову осадового чохла Землі та ін.

Як розвідувальні, так і експлуатаційні перші свердловини закладають у ймовірних найвищих точках виявленої сприятливої структури, щоб напевно розкрити вуглеводневу зону газонафтової пастки. За отриманими з перших свердловин відомостями вибирають місце розташування наступних свердловин, перед якими ставиться більш широке завдання – визначити розміри покладу, положення водонафтового контакту (ВНК) і газонафтового контакту (ГНК), ефективну потужність продуктивних пластів, зміну їх пористості та проникності, уточнити структурну карту родовища (карту ізогіпсів), дані визначення термодинамічних параметрів продуктивних пластів і побудови карт ізобар та ізотерм, а зрештою – підрахувати чи уточнити промислові запаси родовища вуглеводнів (ВВ) і обґрунтувати чи уточнити систему його розробки (побудувати карту розробки).

При цьому свердловини можуть бути закладені як у межах покладу ВВ, так і за його межами (за межами ВНК).

Для обґрунтування місця закладання свердловини враховується також необхідність вивчення порід і перспективи нафтогазоносності пластів, що залягають нижче розвідуваного або розкладаного покладу ВВ (суміщення геологічних та промислових завдань).

Після вибору місця закладання складають проект цієї свердловини, основними розділами якого є:

- конструкція (співвідношення діаметрів і довжин стовбура, його орієнтація; інтервали спуску, діаметри, товщина стінок і марки сталі обсадних колон; інтервали цементування; тип і конструкція фільтра; інші необхідні елементи свердловини);

- технологія проведення стовбура (типи та розміри породоруйнівного інструменту – доліт; режими буріння – інтенсивність циркуляції очищувального забою та стовбура від вибуреної породи агента, швидкість обертання долота, зусилля з боку долота на вибій, що руйнується ним; тип і фізичні властивості очищувачого свердловину агента; діаметрів та довжин секцій бурильної колони; тип та розмір вибійного двигуна у разі його використання);

- технологія розкриття продуктивних пластів (тип і фізичні властивості промивного агента при проведенні стовбура у фільтровій зоні; співвідношення тисків у свердловині та пласті; спосіб закріплення стовбура у фільтровій зоні; метод забезпечення припливу пластового флюїду в свердловину та вилучення його на поверхню; інші технологічні засоби);

- технологія кріплення стовбура свердловини (спуск та цементування кондуктора, проміжних та експлуатаційних колон; конструкція низу експлуатаційної колони та фільтра; тип цементу, фізичні властивості цементного розчину в рідкому та затверділому станах, інтенсивність його транспортування в за колонний простір; спосіб цементування колон) тривалість очікування затвердіння цементного розчину, спосіб випробування якості кріплення стовбура свердловини);

- технологія випробування свердловини як об'єкта експлуатації (геометричні розміри колони ліфтових труб; обладнання устя свердловини експлуатаційною арматурою; спосіб виклику припливу з пласта на денну поверхню; режими та тривалість дослідження продуктивності свердловини);
- наземне вантажопідіймальне та приводне обладнання для буріння стовбура (вишка; ротор для обертання бурильної колони; талева система та лебідка для виконання спускопіднімальних операцій; двигуни для приводу лебідки та ротора; допоміжне обладнання та пристосування);
- поверхнева циркуляційна система для приготування, регулювання властивостей та очищення промивного агента (місткості з перемішувачами; блок приготування, обтяження та регулювання властивостей; блок очищення – вібросита, гідроциклони, центрифуги);
- бурові насоси (марка, діаметри циліндрів, продуктивність, тип та потужність приводних двигунів).

4.1.5 Технологія будівництва свердловин

Сучасний процес буріння свердловини це складний техніко-технологічний процес, що складається з ланцюга ланок, вихід з ладу одного з яких може призвести до ускладнень, аварій або навіть до загибелі персоналу. Без прив'язки до способу руйнування гірських порід процес буріння свердловини містить такі операції:

- спуск бурильних труб із породоруйнівним інструментом у свердловину;
- руйнування породи на вибої;
- винесення зруйнованої породи зі свердловини;
- підйом бурильних труб із свердловини для заміни зношеного долота;
- кріплення свердловини обсадними колонами і тампонажним матеріалом.

Також застосовуються інші операції технологічного та геофізичного характеру, які безпосередньо не беруть участь у проходці стовбура свердловини, але обов'язкові при будівництві свердловин.

Технологічні способи проходки стовбура свердловини можна класифікувати за принципом буріння, способом приводу породоруйнівного інструменту, виду поглиблення вибою, орієнтацією породоруйнівного інструменту, тиском на вибої, кількістю проходки з одного устя стовбурів.

За принципом буріння розрізняють способи: обертальні, ударні, вібраційні, гідродинамічні, термічні, електрофізичні, підривні, хімічні, комбіновані.

За приводом породоруйнівного інструменту способи поділяють на: роторні, занурювальні (вибійні) двигуни, гравітаційні (ударні), комбіновані.

За видом поглиблення вибою виділяють способи: суцільним, кільцевим та ступінчастим вибоєм.

За орієнтацією породоруйнівного інструменту розрізняють: вертикальну, горизонтальну та орієнтовану на всі боки світа проходку.

За вибійним тиском виділяють способи: з репресією і депресією на пласти, а також збалансовані.

За кількістю прохідних стовбурів без переміщення бурової установки розрізняють: індивідуальне, двостовбурне, кущове та миттєво-вибійне буріння.

Перелік технологічних операцій, що забезпечують спорудження свердловини, включає:

- руйнування гірських порід на вибої;
- очищення свердловини від шламу;
- регулювання внутрішньосвердловинного тиску;
- регулювання фізико-хімічної взаємодії свердловини з прилеглими гірськими породами;
- ізоляцію один від одного технологічно несумісних та ускладнених інтервалів стовбура;
- розкриття продуктивних горизонтів;
- заміну зношеного породоруйнівного інструменту, підземного обладнання та пристроїв;
- кріплення стовбура свердловини;
- створення фільтра в продуктивній частині стовбура свердловини;
- виклик припливу флюїду із пласта на денну поверхню;
- освоєння свердловини.

До складу повного циклу споруди свердловини входять такі роботи:

- монтаж бурової установки;
- підготовка;
- поінтервальне поглиблення стовбура;
- поінтервальне кріплення стовбура та роз'єднання пластів;
- розкриття продуктивних горизонтів;
- глибинне дослідження;
- спуск та цементування експлуатаційної колони;
- спорудження фільтра у продуктивній частині свердловини;
- випробування свердловини на приплив пластового або прийомистість флюїду, що нагнітається;
- демонтаж бурової установки.

4.2 СПОСОБИ БУРІННЯ ТА БУРОВЕ ОБЛАДНАННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Руйнувати гірські породи можна механічним, термічним, фізико-хімічним, електроіскровим та іншими способами. Проте в даний час промислове застосування знайшли тільки способи механічного руйнування породи, а інші поки що знаходяться в стадії експериментальної розробки.

Механічне буріння здійснюють такими способами:

1) ударним:

- ударно-штанговим;
- ударно-канатним;

- 2) обертальним:
 – роторним;
 – із застосуванням вибійних двигунів (турбобурів, електробурів, гвинтових двигунів);
 3) ударно-обертальним.

4.2.1 Ударне буріння

Ударний спосіб вже майже 50 років практично не застосовується в нашій та зарубіжних країнах для буріння нафтових і газових свердловин. Проте у вугільній і гірничорудній промисловості, при інженерно-геологічних пошуках, бурінні свердловин на воду і для підривних робіт ударне буріння ще знаходить застосування.

З усіх різновидностей ударного буріння в даний час застосовується тільки ударно-канатний спосіб (рис. 4.5). Буровий снаряд, що складається з долота 1, ударної штанги 2, розсувної штанги-ножиць 3 і канатного замка 4, спускається в свердловину на інструментальному канаті 5, перекинутому через головний ролик 7 та амортизатор 8 щогли 9, обгинає стяжний 10 і напрямний 12 ролики балансирної рами 11. При загальмованому барабані інструментальної лебідки 13, на якому закріплений кінець каната, шатунно-кривошипними механізмами 14 і 15 балансирна рама приводиться в коливальний рух відносно осі напрямного ролика 12. Відтяжний ролик балансирної рами, опускаючись, натягує канат і піднімає снаряд над вибоєм. Піднімаючись вгору, ролик 10 звільнює канат, і снаряд під власною вагою падає на вибій, руйнуючи долотом породу.

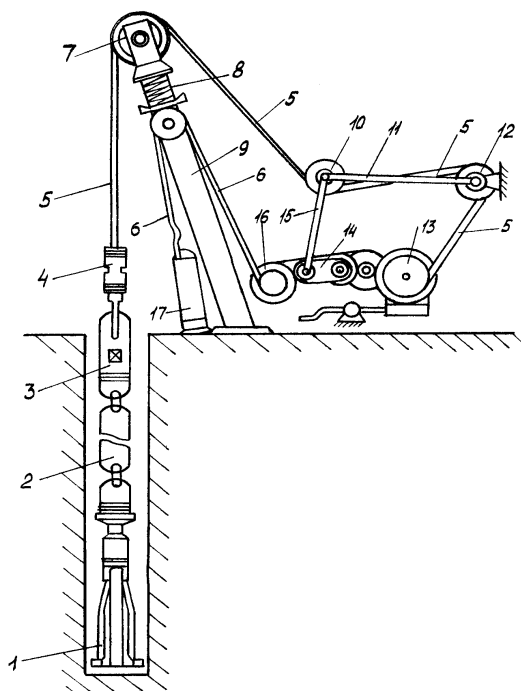


Рисунок 4.5 – Схема ударно-канатного буріння

У міру поглиблення свердловини канат подовжують, змотуючи його з барабана 13. Циліндричність свердловини забезпечується поворотом долота в результаті розкручування каната під навантаженням (під час підйому бурового снаряда) і скручування його при знятті навантаження (під час удару долота об породу).

Ефективність руйнування породи при ударно-канатному способі буріння прямо пропорційна масі бурового снаряда, висоті його падіння, прискоренню падіння, кількості ударів долота об вибій за одиницю часу й обернено пропорційна квадрату діаметра свердловини.

У процесі розбурювання тріщинуватих і в'язких порід можливе заклинювання долота. Для звільнення долота в буровому снаряді застосовують штангу-ножиці.

Процес буріння буде тим ефективніший, чим менший опір долоту бурового снаряда чинить накопичувана на вибої свердловини зруйнована порода. За відсутності або недостатньому припливі пластової рідини у свердловину із устя періодично доливають воду. Рівномірний розподіл частинок вибуреної породи у воді досягається періодичним розходженням (попідніманням і опусканням) бурового снаряда. У міру накопичення на вибої зруйнованої породи (шламу) виникає необхідність в очищенні свердловини. Для цього за допомогою барабана піднімають буровий снаряд із свердловини і опускають у неї желонку 17 на канаті 6, що змотується з барабана 16. У днищі желонки є клапан. При зануренні желонки в зашламовану рідину клапан відкривається і желонка заповнюється цією сумішшю, а при підйомі желонки клапан закривається. Підняту на поверхню зашламовану рідину виливають у збірну місткість. Для повного очищення свердловини необхідно спускати желонку декілька разів поспіль.

Після очищення вибою в свердловину опускають буровий снаряд і процес буріння продовжується.

При ударному бурінні свердловина, як правило, не заповнена рідиною. Тому з метою уникнення обвалювання породи зі стінок у свердловину спускають обсадну колону, яка складається з металевих обсадних труб, з'єднаних одна з одною з допомогою різьби або зварки. У міру поглиблення свердловини обсадну колону просувають до вибою і періодично подовжують її на одну трубу.

Зі збільшенням довжини обсадної колони просування її до вибою утрудняється. Наступає такий момент, коли обсадну колону неможливо подати вниз навіть спеціальним забивним снарядом. У цьому випадку обсадну колону залишають у свердловині, а всередину її спускають другу обсадну колону, і свердловину поглиблюють долотом меншого діаметра. Знову настає момент, коли і друга обсадна колона не проходить глибше, що створює необхідність спускати третю колону ще меншого діаметра, і т. д., до тих пір, поки не буде досягнута проектна глибина. Таким чином, у свердловину може бути спущено декілька концентрично розташованих обсадних колон, зібраних з труб різного діаметра.

Для ударно-канатного буріння випускають самохідні та стаціонарні станки, що дозволяють бурити свердловини глибиною до 500 м. Вони мають порівняно невелику масу (7 – 20 т), і тому їх можна легко перевозити з місця на місце, що дуже важливо для організації бурових робіт у важкодоступних і віддалених районах.

4.2.2 Обертальне буріння

При обертальному бурінні руйнування породи відбувається в результаті одночасної дії на долото осевого навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото втискується в породу, а під дією крутного моменту – сколює її.

Існує два способи обертального буріння – роторний і з вибійними двигунами.

При роторному бурінні (рис. 4.6) потужність від двигунів 9 передається через лебідку 8 до ротора 16 – спеціального обертального механізму, встановленого над устям свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону і нагвинчене на неї долото 1. Бурильна колона складається з ведучої труби 15, спеціального перевідника 6 і бурильних труб 5.

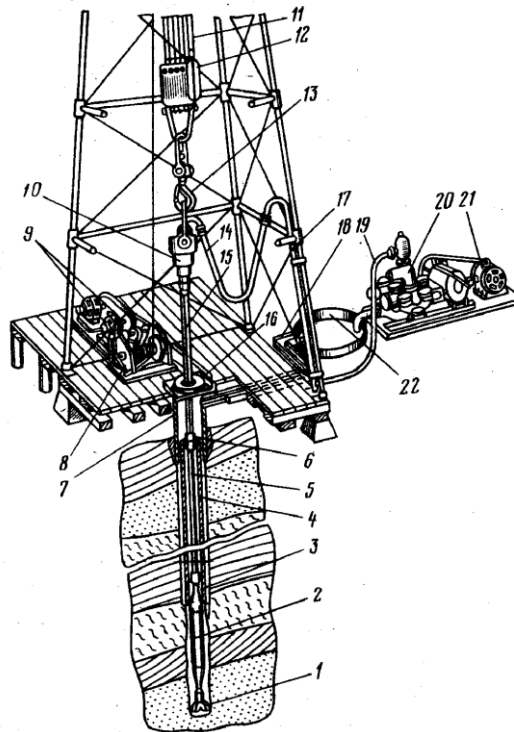


Рисунок 4.6 – Схема установки для буріння нафтових та газових свердловин обертальним способом

При бурінні з вибійними двигунами долото 1 нагвинчується на вал, а бурильна колона з'єднується з корпусом двигуна 2. При роботі двигуна обертається його вал з долотом, а бурильна колона не обертається.

Характерною особливістю обертального буріння є промивання свердловини водою або спеціальною рідиною протягом усього періоду роботи долота на вибої.

Для цього два (рідше один або три) насоси 20, що приводяться в дію від двигунів 21, нагнітають промивальну рідину по трубопроводу 19 в стояк-трубу 17, встановлену в правому куті вишки, далі в гнучкий буровий шланг 14, вертлюг 10 і в бурильну колону. Досягнувши долота, промивальна рідина проходить через наявні в ньому отвори і по кільцевому простору між стінкою свердловини і бурильною колоною піднімається на поверхню, захоплюючи з собою частинки розбуреної породи. Тут же в жолобній системі 18 і в очисних механізмах промивальна рідина очищується від вибуреної породи, надходить у приймальні місткості 22 бурових насосів і знову закачується в свердловину.

Для заміни зношеного долота піднімають із свердловини всю бурильну колону, замінюють долото і знову опускають її. Спуско-підіймальні роботи ведуть за допомогою талевої системи. При обертанні барабана лебідки талевий канат намотується на барабан або змотується з нього, що і забезпечує підйом або спуск талевого блока і крюка. До останнього за допомогою штропів і елеватора підвішують бурильну колону, яка піднімається або опускається.

У даний час застосовують три види вибійних двигунів: турбобури, гвинтові двигуни та електробури.

При бурінні за допомогою турбобура або гвинтового двигуна гідравлічна енергія потоку промивальної рідини, що рухається вниз у бурильній колоні, перетворюється на механічну енергію на валу вибійного двигуна, з яким з'єднане долото.

При бурінні з електробуром електрична енергія до його двигуна подається за допомогою кабеля, секції якого змонтовані всередині бурильної колони.

Процес буріння свердловини чергують із спуском обсадних колон 3, 7, цементуванням затрубного простору 4, проведенням каротажних робіт, дослідженням перспективних пластів тощо.

4.2.3 Бурове обладнання

Класифікація та коротка характеристика бурових установок

Свердловини бурять в різноманітних геологічних і кліматичних умовах глибиною від декілька сотень до декілька тисяч метрів. Тому необхідно мати бурові установки декількох класів, кожен з яких повинен задовольняти вимоги, що ставляться при бурінні у визначених умовах.

Основними параметрами бурових установок є допустиме навантаження на крюк $P_{дон}$ і умовна глибина буріння $L_{ум}$ (табл. 4.1). Перший параметр характеризує можливість бурової установки сприймати всі види вертикальних навантажень від ваги бурильної та обсадної колон і навантажень, які виникають при ліквідації аварій та ускладнень у свердловині.

Другий параметр умовний, оскільки гранична глибина буріння за допомогою даної установки може збільшуватись або зменшуватись у зв'язку з можливою зміною конструкції свердловини, яка визначає вагу бурильних та обсадних колон.

Таблиця 4.1

Основні параметри бурових установок

Параметр	Клас бурових установок											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Допустиме навантаження на піднімальний гак $P_{доп}$, кН	800	1000	1400*	1600	2000	2500	3200	4500*	5800*	6300	9000*	10000
Умовна глибина буріння $L_{длб}$, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	500(1	6500	8000	10000	12500	16000
Загальна встановлена потужність головного привода (в індивідуальній компоновці) $N_{гв}$, кВт	755 – 795	895 – 1015	1800 – 1940	1940 – 2050	2120 – 2540	2240 – 2770	3170 – 3370	3440 – 3840	4410 – 5110	5110 – 5910	6110 – 7110	6110 – 7110
Потужність на вхідному валі піднімального агрегату $N_{бв}$, кВт	200 – 240	240 – 360	300 – 440	440 – 550	550 – 670	670 – 900	900 – 1100	1100 – 1500	1500 – 2200	2200 – 3000	3000 – 4000	3000 – 4000
Найбільша кратність оснастки галевої системи	8	8	8	8	10	10	12	12	14	14	14	14
Діаметр галевого каналу d_k , мм	22; 25	22; 25	22; 28	25; 28	28; 32	28; 32	32; 35	32; 35	35; 38	38; 42	42; 44	42; 44
Швидкість підйому гака при «розходженні» $V_{звб}$, м/с	0,1 – 0,25											
Швидкість підйому гака при «розходженні» $V_{звкв}$, м/с	1,5											
Діапазон регулювання швидкості підйому гака $R_{зк} = V_{звкв} / V_{звб}$	1,4											
Кількість основних бурових насосів Z_n	6,0 – 15,0											
Потужність бурового насоса $N_{бн}$, не менше, кВт	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Найбільший тиск бурового насоса $p_{звкв}$, МПа	20; 21	20	21; 25	25; 32	25; 32	25; 35	25 – 35	25 – 35	32 – 40	40	40; 105	40; 105
Висота підторної основи, м	3,0	5,0	5,5	5,5	6,0	6,0	6,0	8,0	9,0	10,0	11,0	11,0
Питоме допустиме навантаження на піднімальний гак $P_{доп} / L_{длб}$, Н/м	640	625	700	640	625	625	640	692	725	630	720	625
Питома потужність головного привода в індивідуальній компоновці: $N_{гв} = N_{зв} / L_{длб}$, Вт/м	604 – 636	559 – 634	900 – 970	776 – 820	663 – 794	560 – 693	634 – 674	529 – 591	551 – 639	511 – 591	489 – 567	382 – 444
$N_{гв} = N_{зв} / P_{доп}$, Вт/кН	250 – 300	240 – 360	240 – 352	275 – 344	275 – 375	268 – 360	281 – 375	244 – 375	259 – 440	349 – 476	333 – 500	300 – 400
Мінімальна питома потужність бурових насосів $(N_{бн} \cdot Z_n) / L_{длб}$, Вт/м	300	297	600	480	375 – 469	300 – 375	380	292	295	236	283	221
Питома потужність на вхідному валі піднімального комплексу: $N_{гв} = N_{бв} / L_{длб}$, Вт/м	160 – 192	150 – 225	150 – 220	176 – 220	172 – 209	168 – 225	180 – 220	169 – 231	188 – 275	220 – 300	240 – 320	188 – 250
$N_{гв} = N_{бв} / P_{доп}$, Вт/кН	300	360	352	344	375	360	375	375	440	476	500	400
Найбільший питомий тиск бурових насосів $P_{звкв} / L_{длб}$, кПа/м	16,0 – 16,8	12,5	10,5 – 12,5	10,0 – 12,8	7,81 – 10,0	6,25 – 8,75	5,00 – 7,00	3,85 – 5,38	4,00 – 5,00	4,00	3,20 – 8,40	2,50 – 6,56

* Допускається виготовлення установок 3, 8, 9 та 11 класів з відзначеними допустимими навантаженнями.

Виходячи з цього, стандартом передбачено випуск установок дванадцяті класів з умовним діапазоном глибин буріння від 1250 м до 16000 м і допустимим навантаженням на крюк від 800 кН до 10000 кН.

Бурова установка (рис. 4.7) будь-якого класу складається з:

- обладнання для проведення спускопідіймальних операцій (вишка, лебідка, талева система);
- обладнання для обертання бурильної колони (ротор, вертлюг);
- обладнання циркуляційної системи свердловин (бурові насоси, блок очищення промивальної рідини, проміжні ємності, приймальні місткості бурових насосів, блока приготування промивальної рідини);
- силового приводу (двигуни внутрішнього згорання, електродвигуни та інше);
- допоміжного обладнання (консольно-поворотний кран, допоміжна лебідка, побутові приміщення, запасні ємності).

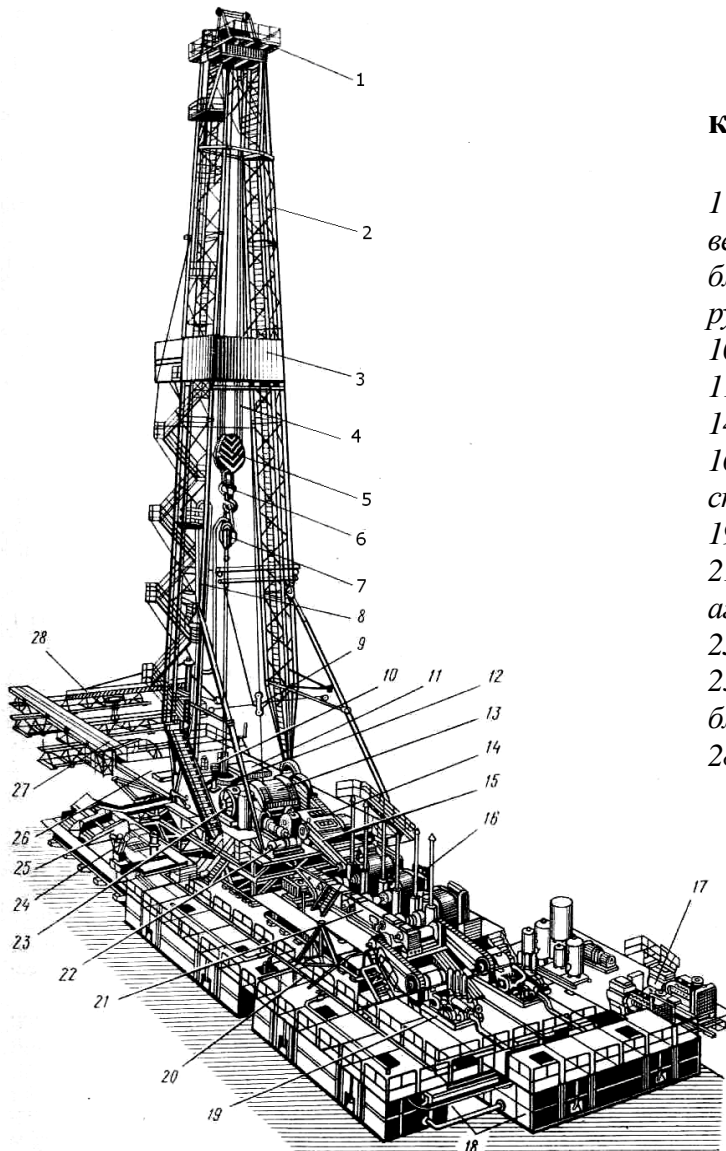


Рисунок 4.7 – Склад та компонування бурової установки:

- 1 – кронблок; 2 – вишка; 3 – балкон верхового; 4 – талевий канат; 5 – талевий блок; 6 – гак; 7 – вертлюг; 8 – буровий рукав; 9 – заспокоювач талевого каната; 10 – автоматичний буровий ключ; 11 – свічник; 12 – ротор; 13 – лебідка; 14 – коробка передач; 15 – похила передача; 16 – силові агрегати; 17 – компресорна станція; 18 – циркуляційна система; 19 – буровий насос; 20 – маніфольд; 21 – підсумовуючий редуктор силових агрегатів; 22 – регулятор подачі долота; 23 – гідродинамічне гальмо; 24 – гідроциклони; 25 – вібросито; 26 – основа лебідкового блока; 27 – приймальні місткості та стелажі; 28 – консольно-поворотний кран

Бурове обладнання монтується на металевих основах. Для входу на бурову платформу і для підтягування труб та інструментів передбачено спеціальні містки.

Деякі бурові установки укомплектовано великими блоками (вишковим, лебідковим, силовим, насосним, блоком приготування промивальної рідини та ін.), що дозволяє здійснювати монтування великих блоків і демонтування обладнання та швидке перевезення блоків на нову площадку транспортними засобами на гусеничному або колісному ході та гелікоптерами.

У болотистих районах використовують бурові установки універсальної монтажною здатності для кущового буріння з так званим ешелонним розміщенням блоків обладнання.

Бурові установки кожного класу залежно від приводу поділяються на дизельні, дизель-гідролічні, електричні та дизель-електричні. Бурову установку для буріння конкретної свердловини або групи свердловин вибирають за номінальною вантажопідйомністю і глибиною буріння. Використання установок вищого класу (більшої вантажопідйомності і потужності), ніж це вимагається глибиною та конструкцією свердловини, нераціонально через те що, не дають суттєвого підвищення швидкості буріння, що веде до збільшення вартості робіт. При виборі класу бурової установки необхідно враховувати конкретні геологічні, кліматичні, енергетичні, шляхово-транспортні та інші умови буріння. Відповідно до цього вибирають тип приводу (дизельний, електричний і т.д.), а також схему монтування і транспортування бурової установки.

4.2.3.1 Обладнання для проведення спуско-підймальних операцій

Процес буріння супроводжується спуском і підйомом бурильної колони у свердловину, а також підтримкою її на вазі. Вага бурильного інструменту може досягати декількох меганьютонів. Для того щоб зменшити навантаження на канат, застосовують спускопідймальне обладнання, яке складається з вишки, бурової лебідки і талевої системи. Талева система, в свою чергу, складається з нерухомої частини – кронблока, встановленого на верхній основі вишки на рамі, і рухомої частини – талевого блока, крюка або крюкоблока талевого каната та штропів.

Спускопідймальне обладнання є невід'ємною частиною будь-якої бурової установки незалежно від способу буріння.

Бурова вишка (рис. 4.8 та рис. 4.9) призначена для підйому і спуску бурильної колони та обсадних труб у свердловину, утримання бурильної колони на вазі під час буріння, а також розміщення в ній талевої системи, бурильних труб і частини обладнання, необхідного для здійснення процесу буріння. Вишки являють собою решітчасті конструкції, виконані з профільного заліза або труб.

Бурові вишки розрізняються за конструкцією, висотою та вантажопідйомністю.

За конструкцією бурові вишки поділяють на два типи: баштові та щоглові.

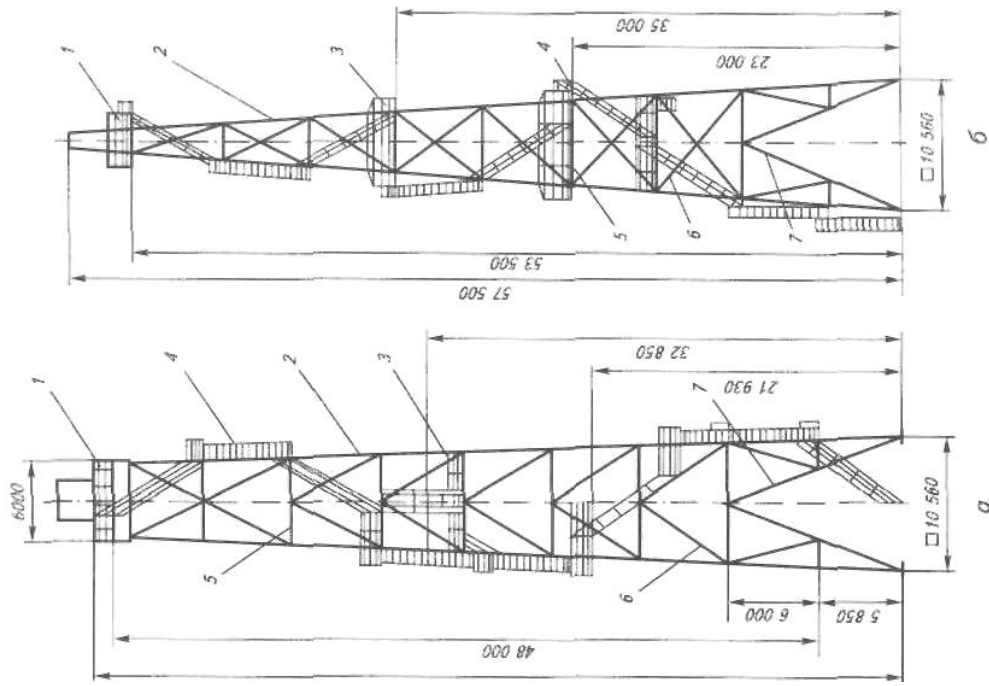


Рисунок 4.9 – Схеми вишок баштового типу:

а – ВБМА 53х320 для морського буріння з ялинкоподібними гратами; б – ВБ 53х320М з фатами хрестового типу; 1 – рама підкронблочна; 2 – стояк; 3 – балкон; 4 – сходи; 5, 6 – елементи ґратів; 7 – ворота

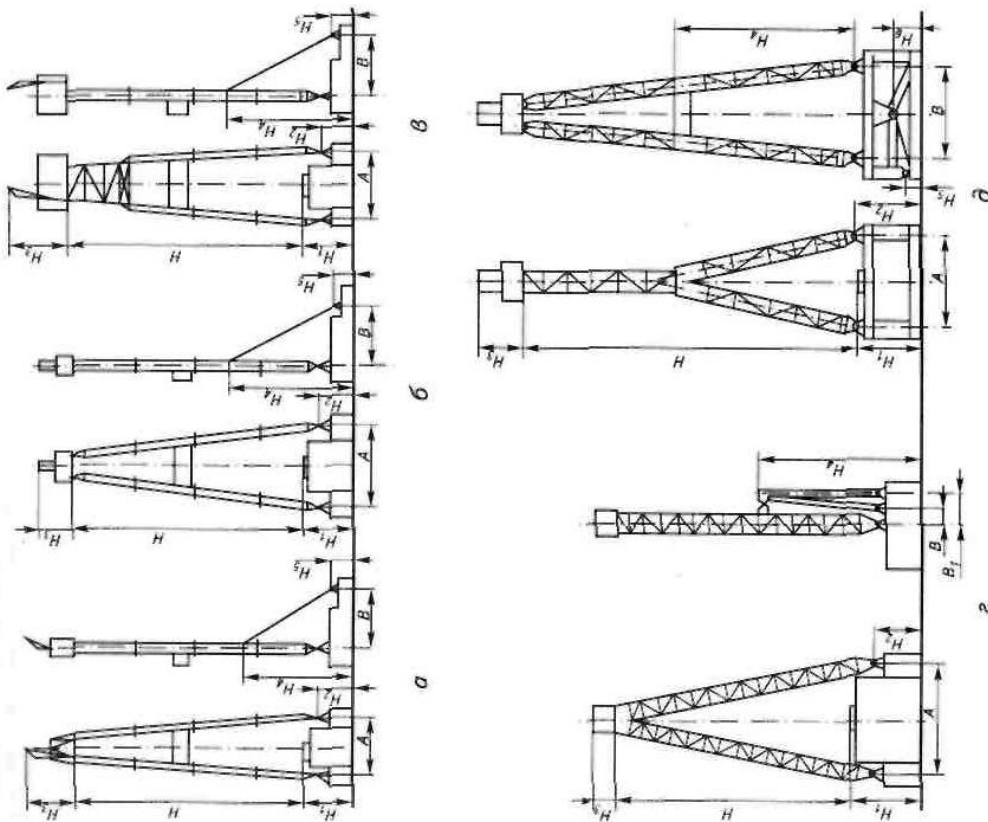


Рисунок 4.8 – Схеми вишок для бурових установок:

а – Б4.01.00.000; б – С6.01/БУ 2500 ЗУ; в – Б1.01.00.000, Б11.01.00.000, БП.01.00.001 та АТВТ «Уралмаш»; г – двоопорна А-подібна; д – чотириопорна

Баштові вишки – це вишки, в яких навантаження передається на чотири опори. У вишках щоглового типу навантаження передається на одну або дві опори.

Вишки випускають висотою 33, 41, 42, 47, 52, 53, 64, 70, 73 м.

Вишка баштового типу – це чотиригранна зрізана піраміда. Нижня основа вишки має розмір 8 м × 8 м (для 41 – 42 м) або 10 м × 10 м (для 53 м), а верхня – 2 м × 2 м. На верхній основі піраміди встановлюють підкронблочні балки, до яких кріпиться кронблок, огорожений перилами. На вишках висотою 41 м на висоті 22 м монтується чотиристоронній балкон з квадратним прогоном посередині та площадкою, яка виступає всередину вишки для обладнання робочого місця помічника бурильника (верхового). Вишки висотою 53 м обладнані двома балконами для роботи з 25- і 36-метровими свічками.

Для буріння надглибоких свердловин (до 15000 м) використовують баштові вишки з вертикальними колонами.

Навколо бурової вишки споруджують маршові сходи з перилами.

Найпоширенішими серед щоглових вишок є вишки А-подібного типу, які мають низку переваг порівняно з вишками баштового типу: менша металоемність, менша кількість деталей, полегшується монтування і демонтування, покращуються умови роботи по затягуванню труб у бурову і викиданню їх з бурової, а також видимість у буровій.

Баштові вишки монтують за допомогою спеціальних підйомників методом "зверху-вниз". Вишки А-подібного типу монтують у горизонтальному положенні та піднімають у вертикальне за допомогою стріли і бурової лебідки або трактора.

Бурові лебідки (рис. 4.10) призначені для спуску і підйому бурильної колони, утримання на вазі бурильної колони під час буріння і при промиванні, подачі бурильної колони у міру заглиблення долота в породу, спуску обсадних колон. Бурові лебідки призначені також для передачі обертання ротору (за відсутності індивідуального привода до ротора), проведення допоміжних робіт з підтягування важких предметів до устя свердловини і від нього, згвинчування та розгвинчування труб (за відсутності ключів з індивідуальним приводом), підйому вишки у вертикальне положення.

Бурова лебідка складається зі зварної рами, на якій встановлено на підшипниках кочення підйомний і трансмісійний (один або два) вали, стрічкові та гідравлічні або електричні гальмівні механізми і пульт керування. Крім того, на деяких лебідках монтуються коробки зміни передач, які дозволяють скоротити кількість валів лебідки.

За кількістю валів лебідки ділять на одновальні, двовальні і тривальні. Кінематичний зв'язок між валами лебідок здійснюється за допомогою ланцюгових передач.

Підйомний вал є основним валом бурової лебідки, а в деяких – і єдиним. На підйомному валу, крім зірочок ланцюгової передачі, монтують барабан для намотування талевого канату, стрічкові гальма і муфту, яка з'єднує вал з гідравлічними або електричними гальмами.

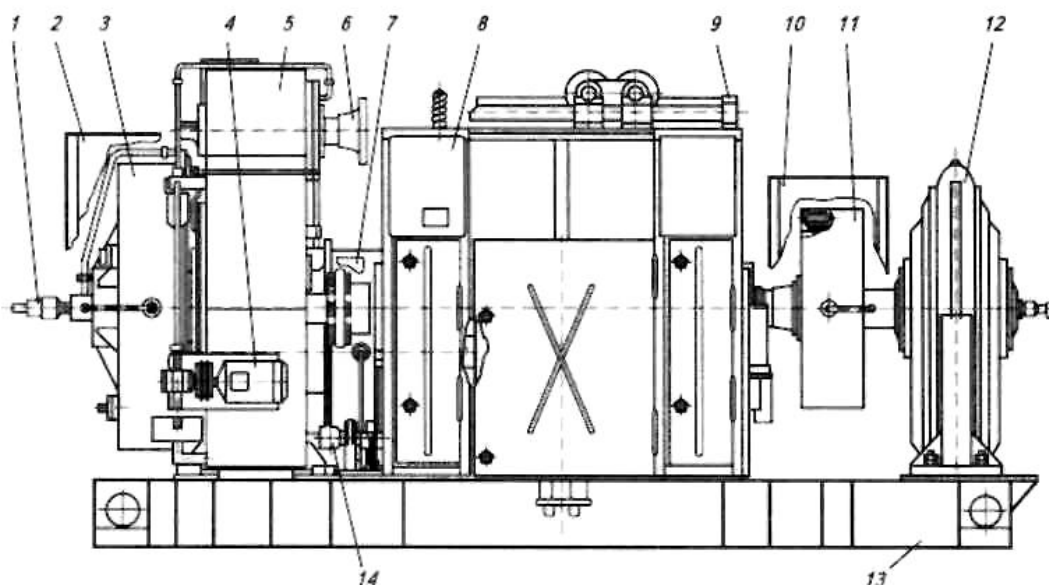


Рисунок 4.10 – Схема бурової лебідки для установок БУ 1600/100 ЗУ і БУ 1600/100 ДГУ:

1 – вертлюжок; 2, 7, 8, 10 – кожухи; 3, 11 – муфти; 4 – маслонасос; 5 – коробка передач; 6 – вал привода ротора; 9 – заспокоювач талевого каната; 12 – гідрогальмо; 13 – рама; 14 – важіль керування стрічковим гальмом

Трансмісійний і проміжний (котушковий) вали бурової лебідки здійснюють кінематичний зв'язок між підйомним валом і приводом лебідки. Трансмісійний вал у низці випадків використовують для передачі обертання ротора і для під'єднання до лебідки автомата подачі долота.

На проміжному валу, крім зірочок ланцюгової передачі, для передачі обертання підйомному валу у низці випадків монтують спеціальні котушки для проведення робіт з підтягування вантажів, згвинчування та розгвинчування труб при СПО. Останнім часом для виконання цих робіт застосовують допоміжні лебідки і пневматичні розкріплювачі.

Бурові лебідки обладнують двома видами гальм: стрічковими та гідравлічними або електричними.

Стрічкові гальма слугують для утримання колони труб на вазі регулювання швидкості спуску і повного гальмування в кінці спуску, а також для подачі долота в процесі буріння, якщо бурять без автомата подачі.

Бурові лебідки обладнуються двострічковими гальмами з ручним та пневматичним керуванням.

Гідравлічні гальма призначені для сповільнення спуску бурильних і обсадних колон. Вони мають низку недоліків, головними з яких є різке зниження гальмівного моменту при зниженні швидкості обертання ротора гальм і неможливість регулювання гальмівного моменту. Тому останнім часом почали застосовувати електричні гальма (електродинамічні й електромагнітні порошкові), які забезпечують регулювання швидкості спуску і плавну посадку інструменту на стіл ротора без використання стрічкових гальм.

Для приведення в дію зубчастих коліс застосовують шино-пневматичні муфти, які дозволяють здійснювати дистанційне зчеплення за допомогою

стисненого повітря, і кулачкові зчеплювальні муфти, якими керують вручну. У деяких лебідках застосовують зубчасті, фрикційні та електричні муфти зчеплення.

Талева система (рис. 4.11) призначена для перетворення обертового руху барабана лебідки в поступальне (вертикальне) переміщення крюка і зменшення навантаження на струни каната.

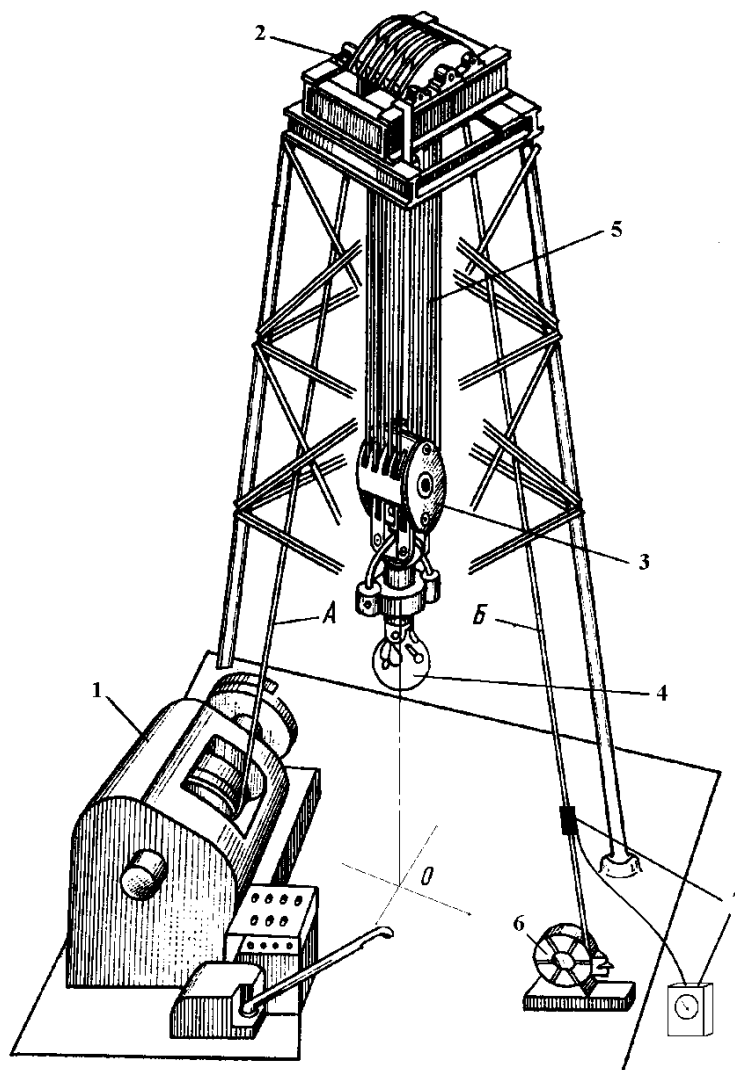


Рисунок 4.11 – Схеми талевої системи:

*1 – бурова лебідка; 2 – кронблок; 3 – талевий блок; 4 – гак; 5 – талевий канат (струни);
6 – механізм кріплення нерухомого кінця талевого каната; 7 – гідравлічний індикатор ваги;
А – рухомий кінець талевого каната; Б – нерухомий кінець талевого каната*

Через канатні шківни кронблока і талевого блока у визначеному порядку пропускається сталевий талевий канат, один кінець якого за допомогою спеціального пристрою кріпиться нерухомо до основи вишкового блока, а другий кінець, який називається ходовим, кріпиться на барабані лебідки.

Залежно від умов буріння і класу бурової установки застосовують різне оснащення талевої системи: 4×5, 5×6, 6×7. Перша цифра вказує на кількість працюючих роликів талевого блока, а друга – кронблока.

Кронблок (рис. 4.12) являє собою раму, на якій змонтовані осі й опори зі шківів. Конструктивно кронблоки бурових установок відрізняються один від одного головним чином кількістю канатних роликів, кількістю і розміщенням осей, на яких вони встановлені.

Талевий блок (рис. 4.13) являє собою зварний корпус, в якому розміщені шківів і підшипникові вузли, як і в кронблоках.

У талевих системах застосовують сталеві круглі шестипрядні канати тросової конструкції, які одержують в результаті подвійного звивання дротів у прядки, а їх – в канати. Прядки сплітаються навколо осердя з органічного матеріалу (рослинні або мінеральні волокна) або сталюого каната.

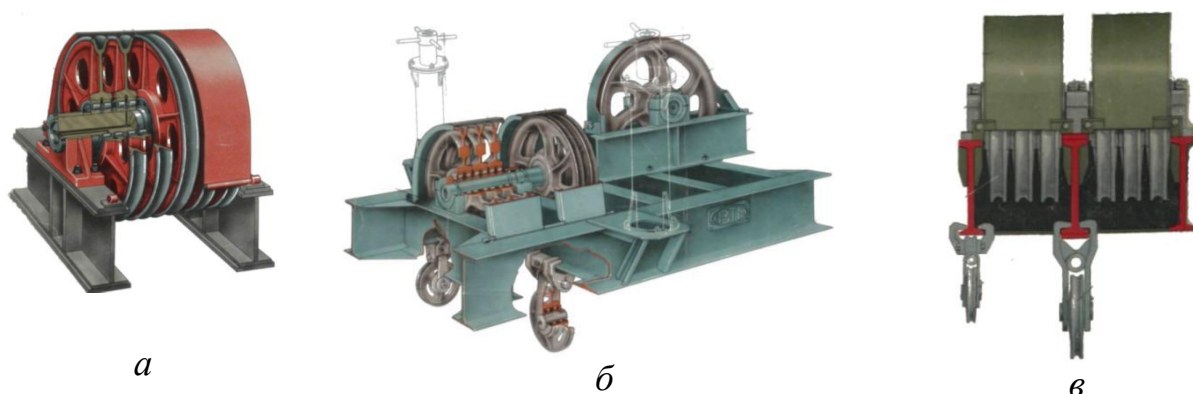


Рисунок 4.12 – Загальний вигляд кронблока:

а – одновісний; б – двовісний; в – тривісний

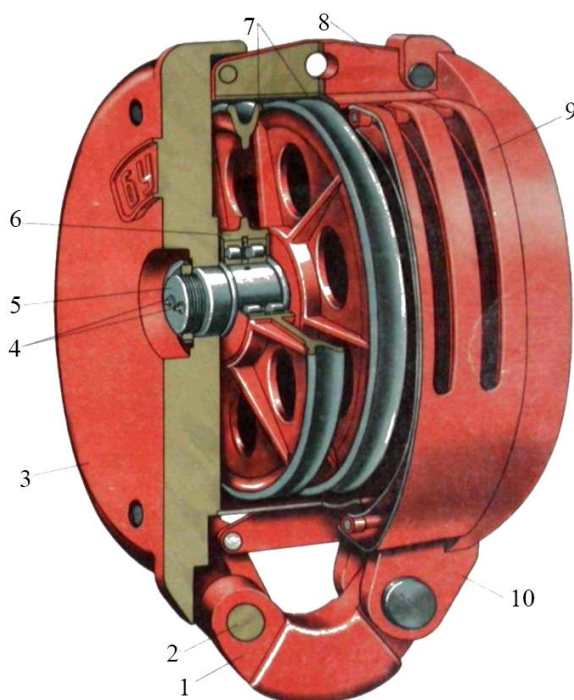


Рисунок 4.13 – Талевий блок БУ-75 БРЕ (Б-75):

1 – серга; 2 – палець кріплення серги; 3 – щока; 4 – маслянка; 5 – вісь; 6 – підшипник; 7 – шків; 8 – траверса; 9 – кожух; 10 – кронштейн для підвіски серги

Оскільки талеві канати зі сталевим осердям є міцнішими на розрив і жорсткішими, то їх доцільно застосовувати при бурінні глибоких свердловин. Бурові установки в цьому випадку мають канатні ролики збільшених діаметрів, що дещо полегшує умови роботи канату на згин.

При сплетенні в прядки дроти розмішують без перехрещування (пряме або одностороннє сплетення) або з перехрещуванням (хрестове сплетення). Сплетення прядок навколо осердя також може бути прямим (одностороннім), коли напрямок прядок в канаті і дротів в прядці співпадають, і хрестовим – при їх перехрещуванні. Дроти в прядки і прядки навколо осердя сплітають з правим і лівим напрямком.

При бурінні нафтових і газових свердловин застосовують талеві канати правого хрестового сплетення, які виключають закручування талевої системи і задовільняють прийнятні умови кріплення ходової вітки каната і намотування його на барабан лебідки.

Бурові крюки (рис. 4.14) виготовляють у вигляді окремих крюків або крюків, з'єднаних з талевим блоком – крюкоблоків. У сучасних бурових установках застосовуються крюкоблоки. Крюк призначений для підвішення з допомогою штропів з елеватором бурильної й обсадної колон в процесі СПО, для підвішення вертлюга з бурильною колоною в процесі буріння, а також для спуску, підйому і підтягування вантажів.

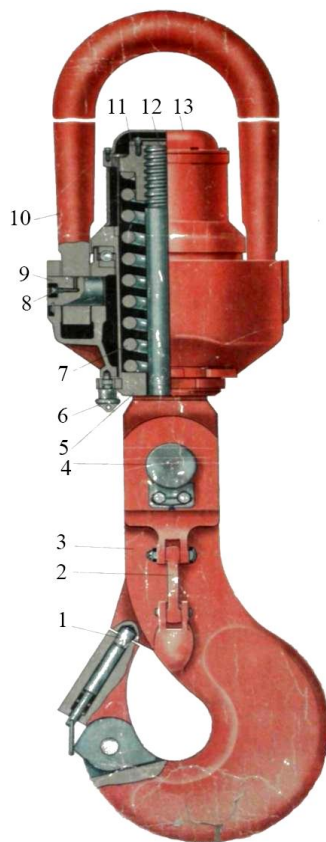


Рисунок 4.14 – Крюк БУ-75 БРЕ (Б-75):

- 1 – засув; 2 – скоба бічних рогів; 3 – гак трирогий; 4 – палець підвіски гака; 5 – стакан;
6 – пристрій стопорний; 7 – пружина; 8 – маслянка; 9 – палець; 10 – штруп;
11 – гайка ствола; 12 – ствол; 13 – кришка

При бурінні застосовують трирогі крюки. Основний ріг призначений для підвішення вертлюга, а два бокових – для підвішення за допомогою штропів елеваторів.

Крюкоблок являє собою суміщення конструкції талевого блока і крюка. Крюкоблоки мають меншу загальну висоту ніж у талевого блока і крюка разом взятих, компактнішу конструкцію.

Бурові установки, укомплектовані механізмами АСІ, мають талеві блоки спеціальної конструкції.

4.2.3.2 Обладнання для обертання бурильної колони

Ротор призначений для передачі обертового руху бурильній колоні і долоту, повної або часткової підтримки на вазі бурильної колони за допомогою елеватора або клинів при спускопідіймальних і допоміжних роботах і обсадної колони при спуску її в свердловину. Тому ротор має забезпечувати необхідну частоту обертання бурильної колони і легко змінювати напрямок обертання, а вантажопідіймальність його повинна перевищувати вагу найважчої (бурильної чи обсадної) колони.

Ротор (рис. 4.15) складається із литого сталювого корпусу, у внутрішній порожнині якого встановлено на упорному кульовому підшипнику стіл з закріпленим за допомогою гарячої посадки зубчатим конічним вінцем. Конічний вінець входить у зачеплення з конічною шестернею, яка посаджена на валу, що обертається, на двох підшипниках. У нижній частині встановлюється допоміжна опора. Верхня частина стола ротора закрита кільцевим кожухом, який огорожує периферійну частину стола, що обертається. На консольній частині роторного валу змонтована зірочка, через яку до ротора за допомогою ланцюгової передачі передається потужність від привода. У деяких бурових установках привід ротора від двигунів лебідки здійснюється за допомогою карданної передачі.

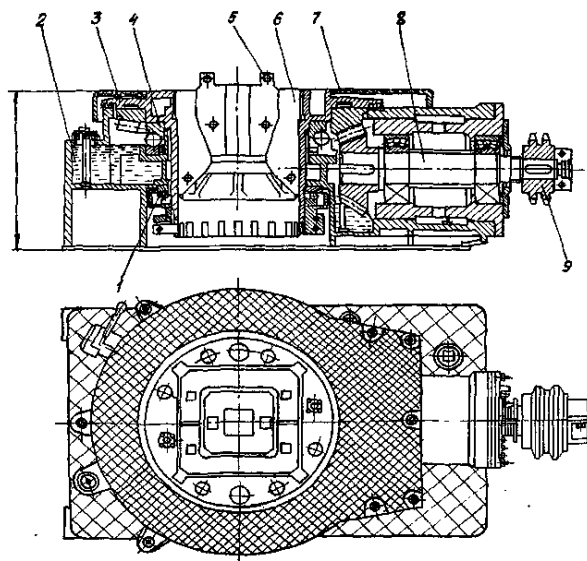


Рисунок 4.15 – Ротор:

1 – допоміжна опора; 2 – корпус; 3 – стіл; 4 – кульовий підшипник; 5 – клин;
6 – вкладки; 7 – кільцевий кожух; 8 – вал; 9 – зірочка

Діаметр отвору у столі ротора визначає максимальний розмір долота, яке може бути пропущене через нього. У центральний отвір вмонтовано вкладки, в які встановлюють клини для ведучої труби.

Для змащування деталей, що труться, і відводу тепла, що утворюється під час роботи зубчастих передач і підшипників, у станину ротора заливають масло.

Вертлюг є проміжною ланкою між крюкоблоком і буровим шлангом, що переміщуються вертикально, з однієї сторони і бурильною колоною, що обертається навколо власної осі, з іншої. Він слугує своерідною п'ятою, яка сприймає осьові навантаження від ваги колони та інші, а також пристроєм для подачі промивальної рідини з нагнітальної лінії бурових насосів у бурильну колону.

Вертлюг складається з двох вузлів – системи деталей, що обертаються, і нерухомих деталей. Нерухому частину вертлюга підвішують до підйомного крюка, а до частини вертлюга, що обертається, підвішують бурильну колону. Конструкція вертлюга наведена на рис. 4.16. Стіл, що обертається, своїм фланцем опирається на основний опорний роликовий підшипник, який сприймає осьове навантаження від бурильної колони. Крім основного опорного підшипника, є упорний кульовий підшипник, який сприймає навантаження від ваги нерухомих деталей вертлюга, а також динамічні навантаження та удари, які виникають при бурінні та направлені вгору. Для центрування ствола вертлюга в корпусі є два радіальних підшипника. Для ущільнення зазорів між нерухомими і рухомими деталями вертлюг має три сальникові ущільнення: сальник напірний, що встановлюється між нерухомою напірною трубою і столом вертлюга, що обертається, для ущільнення потоку промивальної рідини, яка рухається під високим тиском; і два сальники, які ущільнюють масляну ванну внутрішньої порожнини корпуса вертлюга. Внаслідок важких умов роботи основний підшипник працює в масляній ванні. Для з'єднання з бурильною колоною на нижній кінець ствола нагвинчується перевідник з лівою різьбою.

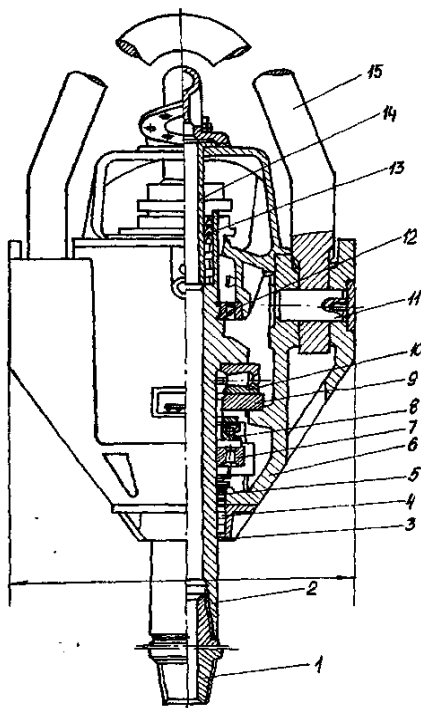


Рисунок 4.16 – Вертлюг:

- 1 – перевідник; 2 – ствол; 3 – гайка; 4 – втулка;
 5 – нижній масляний сальник; 6 – корпус;
 7 – радіальний підшипник; 8 – упорний підшипник;
 9 – кільце; 10 – опорний роликовий підшипник;
 11 – палець; 12 – верхній масляний сальник;
 13 – напірний сальник; 14 – напірна труба;
 15 – штрон

4.2.3.3 Обладнання циркуляційної системи свердловин

Обладнання циркуляційної системи містить бурові насоси, маніфольди, обладнання для приготування, обробки й обважнення бурових розчинів,

обладнання для очищення бурових розчинів від вибуреної породи і газу, жолоби, місткості тощо.

Бурові насоси

Буровий насос призначений для подачі промивальної рідини у свердловину. Бурові насоси мають відповідати таким вимогам:

- 1) забезпечувати подачу промивальної рідини, необхідну для якісного промивання свердловини;
- 2) забезпечувати тиск, достатній для прокачування промивальної рідини до вибою свердловини;
- 3) підтримувати сталість подачі промивальної рідини незалежно від зміни тиску в напірній магістралі;
- 4) змінювати подачу рідини в діапазоні, обумовленому параметрами технологічного процесу буріння;
- 5) безаварійно працювати при прокачуванні рідин, що містять абразивні частинки та хімічно активні реагенти;
- 6) мати здатність викачувати з місткості промивальну рідину, рівень якої розташований на 3 – 5 м нижче насоса;
- 7) мати невелику масу на одиницю гідравлічної потужності й габаритні розміри;
- 8) бути безпечними в експлуатації, зручними в обслуговуванні та ремонті в польових умовах.

Цим вимогам здебільшого відповідають поршневі й плунжерні насоси. У *поршневих* насосів діаметр поршня перевищує його довжину (товщину). *Плунжерним* називається насос, у якого поршень має довжину більше його діаметра.

За способом приведення в дію бурові насоси ділять на *привідні*, в яких поршень приводиться в рух від двигуна через кривошипно-шатунний механізм; а також насоси *прямої дії*, поршень яких з'єднаний загальним штоком із поршнем гідравлічного або пневматичного силового циліндра.

Насоси, в яких за один оберт кривошипного (ексцентрикового) валу рідина всмоктується і подається один раз, називають насосами *одинарної (простой) дії*. Насоси, в яких за один оберт кривошипного (ексцентрикового) валу рідина всмоктується і подається двічі, називають насосами *подвійної дії*. За кількістю циліндрів і відповідно до їх розташування розрізняють бурові насоси одно-, дво- і трициліндрові, з горизонтальним або вертикальним розташуванням циліндрів.

Поршневі й плунжерні насоси складаються з гідравлічної та привідної частин, змонтованих на загальній рамі. Гідравлічна частина насоса призначена для всмоктування промивальної рідини з приймальної місткості та подачі її під тиском у свердловину. Привідна частина (трансмсія) насоса перетворює обертальний рух привідного валу (кривошипного, ексцентрикового) у зворотно-поступальний рух поршнів чи плунжерів.

Поршневі насоси

Принципова схема поршневого насоса подвійної дії наведена на рис. 4.17.

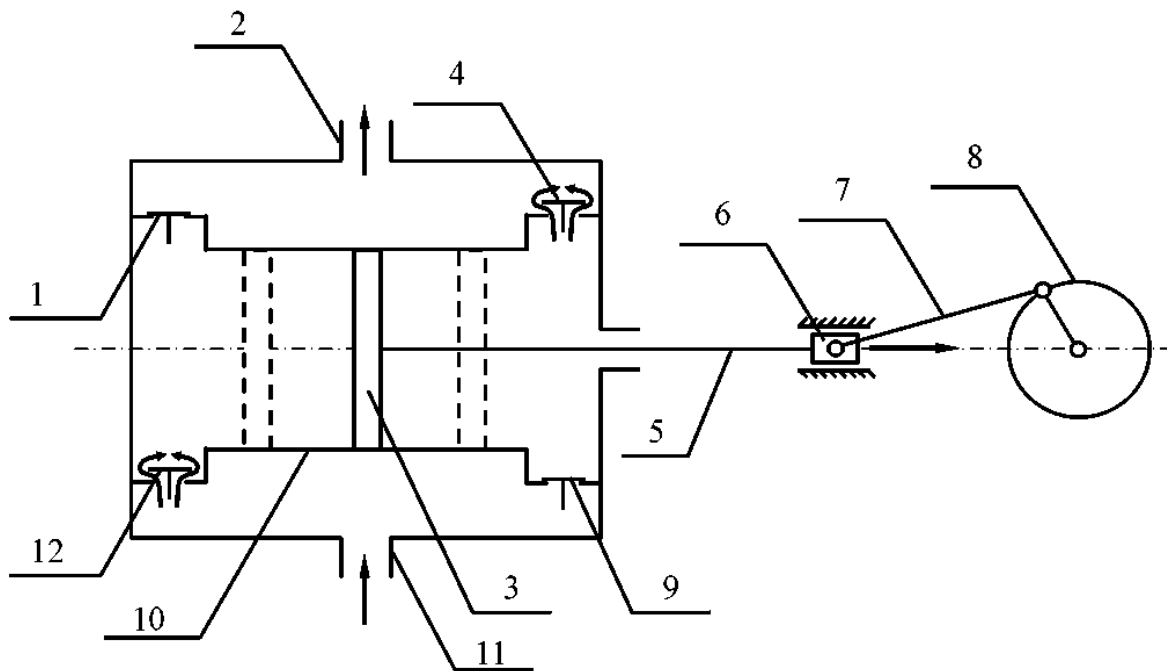


Рисунок 4.17 – Принципова схема поршневого насоса подвійної дії

Обертальний рух зубчастого колеса 8 за допомогою колінчатого валу перетвориться у зворотно-поступальний рух шатуна 7, крестковця (повзуна) 6, штока 5 і поршня 3. При прямованні поршня вправо в лівій порожнині циліндра 10 створюється розрядження, у правій – надлишковий тиск. У зв'язку з цим у лівій порожнині циліндра закриється напірний клапан 1, відкриється всмоктувальний 12 і відбудеться всмоктування рідини через рукав 11, обладнаний храповиком (фільтром) зі зворотним клапаном. У правій порожнині циліндра в цей момент відбувається подача рідини в напірний рукав 2 через відкритий клапан 4 (всмоктувальний клапан 9 закритий). При прямованні поршня вліво в правій порожнині циліндра 10 створюється розрядження, у лівій – надлишковий тиск. Унаслідок цього в правій порожнині циліндра відбудеться всмоктування рідини (клапан 9 відкриється, а клапан 4 закриється), а в лівій – подача через відкритий клапан 1 (клапан 12 закритий). Перевагою поршневих насосів є можливість перекачування промивальних рідин з великим вмістом піску, недоліком – неможливість безпосереднього спостереження за ущільненням поршня і великі витрати часу на заміну поршня і сальників.

Плунжерні насоси

На рис. 4.18 подана принципова схема плунжерного насоса. Як і в поршневому насосі, обертальний рух зубчастого колеса 1 за допомогою ексцентрикового валу перетворюється у зворотно-поступальний рух шатуна 2, крестковця (повзуна) 3, штока 8 і плунжера 4. При прямованні плунжера 4 вправо в гідравлічній частині 5 насоса створюється розрядження. Внаслідок цього напірний клапан 6 закриється, а всмоктувальний клапан 7 відкриється і рідина почне всмоктуватись.

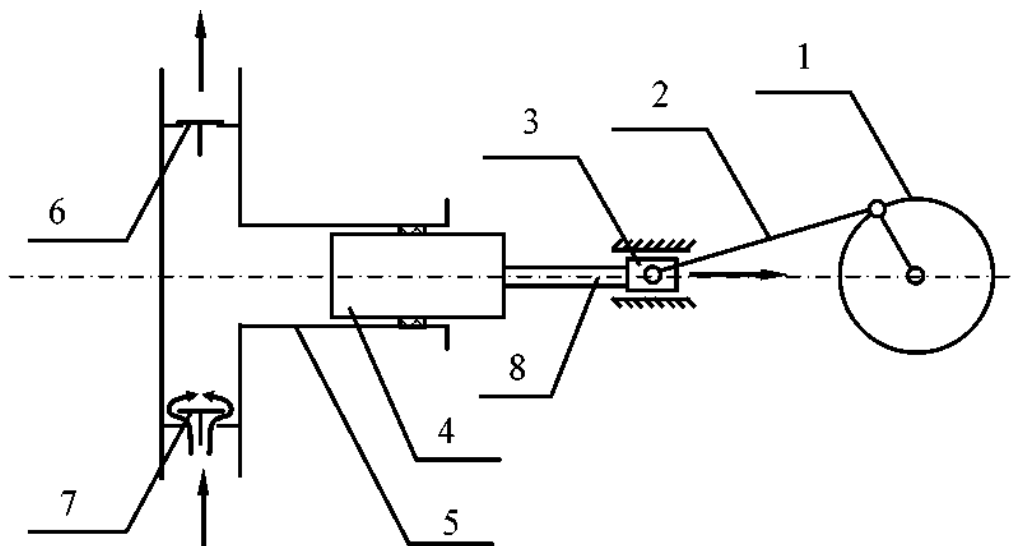


Рисунок 4.18 – Принципова схема плунжерного насоса одинарної дії

При прямуванні плунжера 4 вліво в гідравлічній частині 5 насоса створюється надлишковий тиск. Тому всмоктувальний клапан 7 закривається, а через відкритий напірний клапан 6 буде подаватись рідина в напірний рукав. На відміну від поршневих насосів плунжерні є насосами одинарної (простої) дії, тому що під час прямого ходу плунжера відбувається тільки подача, а при зворотному – тільки всмоктування рідини.

До переваг плунжерних насосів відносять можливість оперативної заміни пари сальник – плунжер, порівняно високі рівномірність і стабільність подачі. Основним недоліком є підвищений знос ущільнень плунжерів.

Технічна характеристика бурових насосів наведена в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Технічна характеристика бурових насосів

Параметр	БРН -1	УНБ- 600А	У8- 6МА2	У8- 7МА2	УНБ- 1250	НБТ- 475	НБТ- 600-1	УНБТ- 950	УНБТ- 1180
Потужність, кВт	367	600	585	825	1250	450	600	950	1180
Кількість циліндрів	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Частота подвійних ходів поршня за хвилину	72	65	65	65	60	140	150	125	125
Частота обертання вхідного валу, об/хв	310	320	325	332	265,	441	473	556	556
Довжина ходу поршня, мм	300	400	400	400	450	250	250	290	290
Максимальний робочий тиск, МПа	19,6	25	25,0	32,0	40,0	25	25	32	40
Максимальна продуктивність, л/с	31,0	51,9	50,9	50,2	51,4	44,5	47,7	46	46
Габаритні розміри, мм:									
довжина	3960	5100	3020	3340	3890	4560	4560	5400	5400
висота	2630	2010	5100	5610	6740	1768	1768	2032	2032
ширина	2702	2626	3300	3380	3400	2180	2180	2757	2757
Маса, кг	14760	22900	26730	33700	47200	14500	14500	20700	22000

Маніфольди (рис. 4.19) мають дві лінії – високого і низького тиску. Перша слугує для подачі бурового розчину від бурових насосів у свердловину за прямою або зворотною схемою, друга використовується для перекачувань у наземній частині: живлення гідроперемішувачів, вакуумних гідроежекційних змішувачів, диспергаторів тощо. Маніфольди обов'язково оснащують відводами, приєднаними до лінії глушіння маніфольдів противикидного обладнання (ПВО).

Секції маніфольдів з'єднуються швидкознімними з'єднаннями бугельного, плоского і сферичного типів.

Засувка ЗПРМ 100/40 призначена для перекриття потоку бурового розчину в об'язці бурових насосів. Її технічна характеристика наведена нижче.

Залежно від типу бурової установки, глибини і умов буріння свердловини циркуляційну систему комплектують певним набором уніфікованих блоків місткостей, обладнанням для приготування та очищення бурових розчинів і розташовують блоки відповідним чином.

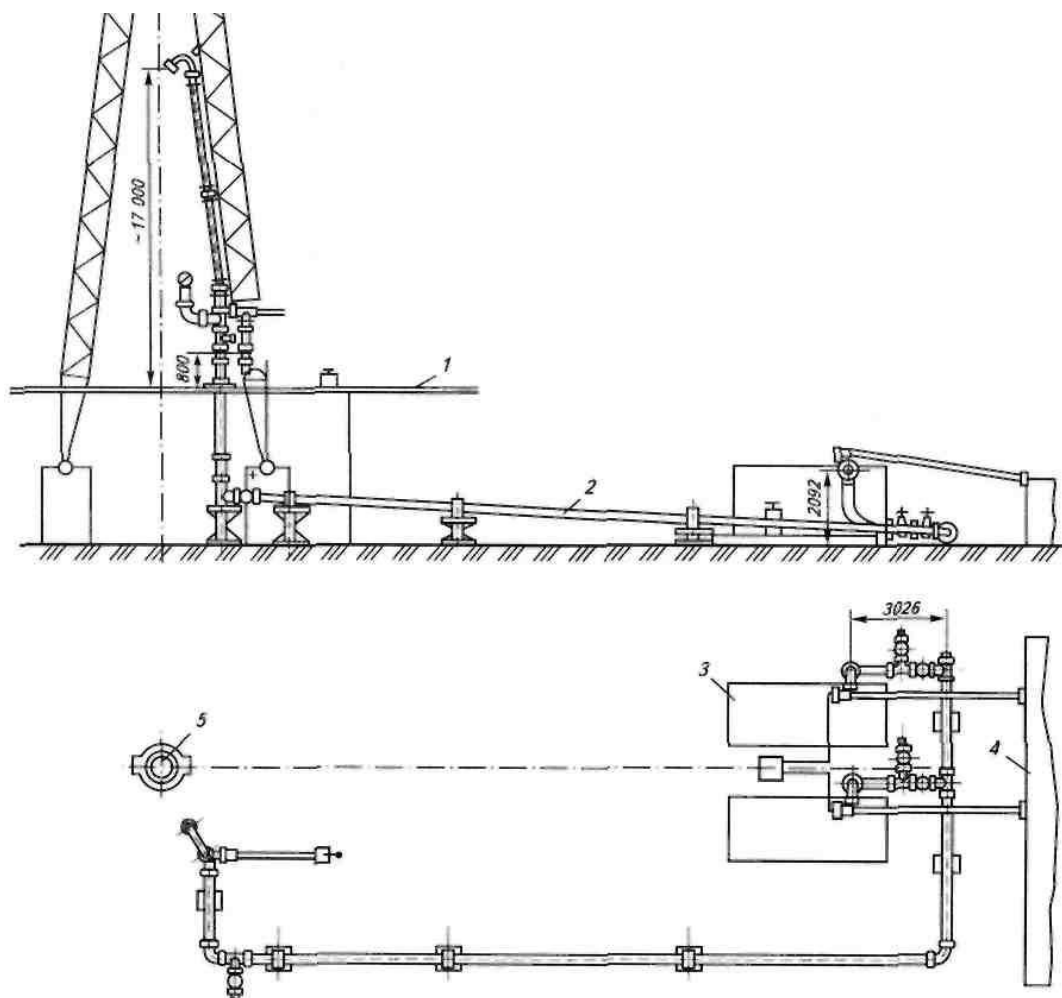


Рисунок 4.19 – Схема маніфольда МБ-250:

1 – поміст бурової; 2 – трубопровід з кутом нахилу понад 2° ; 3 – насос;
4 – циркуляційна система; 5 – свердловина

4.2.3.4 Силові приводи бурового обладнання

Під силовим приводом розуміється комплектний пристрій, що здійснює перетворення електричної енергії або енергії палива в механічну і забезпечує керування перетвореною механічною енергією.

Основні елементи силового приводу – двигун, передавальні пристрої (механізми) від нього до виконавчого механізму та пристрою системи керування.

Привід основних виконавчих механізмів бурової установки (лебідки, бурових насосів, ротора) називається головним приводом. Залежно від виду двигуна та типу передачі він може бути електричним, дизельним, дизель-гідравлічним, дизель-електричним та газотурбінним. Найбільш широко застосовують у сучасних бурових установках електричний, дизельний, дизель-гідравлічний, дизель-електричний приводи.

Основні переваги електричного приводу змінного струму – його відносна простота у монтажі та експлуатації, висока надійність, економічність. У той самий час бурові установки з цим типом приводу можна використовувати лише в електрифікованих районах.

Дизельний привід застосовують у районах, не забезпечених електроенергією необхідної потужності. Важливими перевагами двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ) при використанні їх як привода є: високий к.к.д; невелика витрата палива та води та невелика маса на 1кВт потужності. Основний недолік ДВЗ – відсутність реверсу, тому необхідний спеціальний пристрій для отримання зворотного ходу.

Дизель-гідравлічний привід складається з ДВЗ та турбопередачі. Застосування турбопередачі забезпечує: плавне підймання вантажу на гаку; роботу двигуна, якщо навантаження на гаку більше тієї, яку зможе подолати ДВС, тоді двигун працюватиме при знижених, але цілком стійких оборотах; велику довговічність передачі.

Найбільшу перевагу має привід від електродвигунів постійного струму, в конструкції якого відсутні громіздкі коробки передач, складні частини і т. п. Електричний привід постійного струму має зручне керування, може плавно змінювати режим роботи лебідки або ротора у широкому діапазоні.

Силові приводи поділяють на індивідуальний та груповий. Індивідуальним називається привід, який приводить у дію один виконавчий механізм або окремі його частини, груповим – який приводить у дію два виконавчі механізми та більше.

У процесі буріння переважна більшість потужності споживається буровими насосами і ротором, у процесі спускопідймальних операцій – лебідкою і компресором. Робота насосів у процесі буріння характеризується сталістю навантаження силового приводу. Під час спускопідймальних операцій привід має різко змінну структуру – від нульової до максимальної. Під час витягання інструменту зі свердловини необхідно забезпечити на початку підйому плавне включення лебідки та поступове збільшення швидкості

підйому, оскільки різке включення та миттєве збільшення швидкості можуть призвести до розриву талевого каната або поломки обладнання.

При ліквідації аварій у свердловині привод часто працює з різко змінними навантаженнями, що перевищують розрахункові.

До силового привода бурових установок пред'являють такі вимоги: відповідність потужності умовам роботи виконавчих механізмів; гнучкість характеристики; достатня надійність; економічність.

4.2.4 Монтаж устаткування для спорудження свердловин

Устаткування для спорудження нафтових і газових свердловин, особливо глибоких і надглибоких, досить громіздке і масивне, тому майже всі його елементи встановлюють на потужні залізобетонні фундаменти або зварні конструкції з бурильних товстостінних труб при блоковому монтажі обладнання.

Все обладнання для спорудження свердловини можна умовно об'єднати у декілька основних блоків:

- бурова вежа з талевою системою, підйомною лебідкою, елементами керування та настилом для складання, приймання, зберігання бурильних та обсадних труб;

- силовий блок, що складається з декількох дизельних або електричних двигунів, призначений для приводу ротора підйомної лебідки, що включає систему трансмісій, редукторів, карданів і шківів;

- насосний блок для промивання стовбура свердловини, що містить один-два або три бурові насоси з електричним або дизельним приводом.

- циркуляційна система, що містить кілька місткостей для зберігання бурового розчину, перемішувачі з електроприводом, блок приготування та регулювання властивостей бурового розчину, блок очищення від вибуреної породи, ринви з шиберами для маніпуляції з вихідним із свердловини при бурінні потоком рідини.

Бурова вишка або монтується за допомогою підйомників і домкратів окремими секціями з подальшим їх з'єднанням, при цьому першим монтується верхній пояс з кронблоком, а останнім – нижній пояс; або збирається горизонтально на землі, а потім тракторами та підйомними стрілами піднімається у вертикальне положення. Якщо дозволяє рельєф місцевості, іноді вишки збирають на центральній базі, потім транспортують до місця спорудження свердловини за допомогою потужних платформ і тракторів.

Після встановлення вежі на фундаменти або платформи її зміцнюють розтяжками, потім встановлюють підйомну лебідку, обладнують напрямком устя свердловини.

Наступним етапом монтується силовий блок для приводу лебідки та ротора, трансмісійну систему, систему пневматичних муфт та гідрогальма, пульт керування. Лебідку оснащують талевим канатом, інший кінець якого пропускають через шків кронблока та талевого блока (поліспасти) і

прикріплюють до основи вежі спеціальним пристосуванням. Встановлюють ротор і з'єднують з двигунами ланцюговою передачею пневматичної муфти.

Одночасно або по черзі монтують насосний блок та циркуляційну систему. Привід насосів від двигунів здійснюють клиновими ременями та шківками. Циркуляційну систему з'єднують з буровими насосами трубопроводами і оснащують віброситими для виділення з промивного агента порівняно великих частинок вибуреної породи (шлам), пісковідділювачів та муловідділювачів для більш тонкого очищення промивного агента, дегазатором для очищення від газу.

На місткості для зберігання бурового розчину встановлюють механічні та гідравлічні перемішувачі, відцентрові насоси, що здійснюють подачу рідини в бурові насоси, пісковідділювачі, муловідділювачі і блок приготування та регулювання властивостей промивного агента. Окремо встановлюють та об'язують маніфольдами з циркуляційною системою блок приготування промивного агента, основними вузлами якого є силоси – сховища сипучих матеріалів, дозатори та змішувальний пристрій.

Залежно від призначення свердловини, її глибини, геологічних та кліматичних умов району, транспортного сполучення бурові установки комплектують по-різному; при цьому у всіх випадках прагнуть найбільш простого набору бурового обладнання, що забезпечує якісне, безаварійне, з мінімальними витратами часу та коштів, спорудження свердловини.

4.3 ПОРОДУРІЙНІВНИЙ ІНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

4.3.1 Призначення та класифікація породурійнівного інструменту

Породурійнівні інструменти (бурові долота) призначені для руйнування гірської породи в процесі буріння свердловин.

Руйнування будь-якої гірської породи при обертальному бурінні відбувається в результаті дії двох сил: вертикального (осьового) навантаження на долото, створюваного частиною ваги колони бурильних труб, і горизонтальної сили, яка створюється обертанням колони бурильних труб або валом вибійного двигуна.

За характером руйнування породи бурові долота класифікують таким чином:

- долота різально-сколюючої дії, які призначені для розбурювання в'язких і пластичних порід невеликої твердості та малої абразивності;
- долота подрібнювально-сколюючої дії, які призначені для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості;
- долота подрібнювальної дії, які призначені для розбурювання неабразивних і абразивних твердих, міцних та дуже міцних порід;
- долота різально-стираючої дії, які призначені для буріння в неабразивних породах середньої твердості та твердих, а також для

розбурювання порід, що чергуються за твердістю, абразивних і неабразивних порід.

За призначенням бурові долота можуть бути об'єднані в три групи:

- для руйнування породи з утворенням суцільного вибою свердловини (буріння без відбору керна);
- для руйнування породи з утворенням кільцевого вибою свердловини (буріння з відбором керна);
- для виконання спеціальних робіт.

За конструктивним виконанням бурові долота поділяють на: лопатеві; шарошкові; алмазні та твердосплавні.

4.3.2 Бурові долота для буріння свердловин суцільним вибоєм

Для буріння свердловин суцільним вибоєм застосовують лопатеві, шарошкові, алмазні та твердосплавні долота [2].

4.3.2.1 Лопатеві долота

При бурінні нафтових і газових свердловин застосовують лопатеві долота різально-сколюючого і різально-стираючого типів. До першої різновидності належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другої – трилопатеві (3ІР) і шестилопатеві (6ІР), і шестилопатеві долота "ІСМ".

Долота 2Л і 3Л використовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з пропластками неабразивних порід середньої твердості.

Долота 2Л (рис. 4.20) виготовляють суцільнокованими, а долота 3Л (рис. 4.21) – зварними.

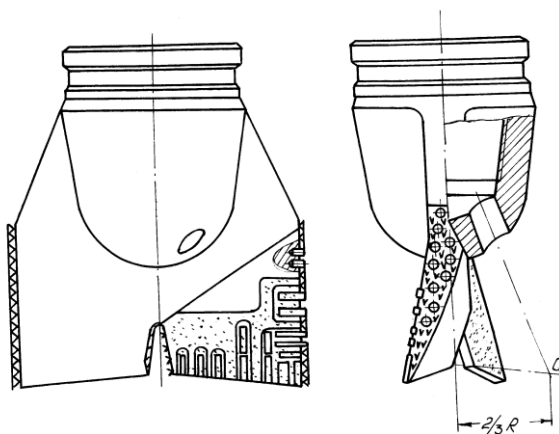


Рисунок 4.20 – Дволопатеве долото 2Л

Дволопатеве долото (2Л) складається із корпусу і двох лопатей, відштампованих як єдине ціле. Для пропуску рідини долото 2Л має промивальний отвір.

Трилопатеві долота мають ширше застосування, ніж дволопатеві. Долото 3Л (рис. 4.21) складається із корпусу, верхня частина якого має ніпель із замковою різьбою для приєднання до бурильної колони, і трьох приварених до корпусу долота лопатей, які розміщені стосовно одна до одної під кутом 120° . Для направлення потоку промивальної рідини до вибою долото має отвори, які розміщені між лопатями.

Лопаті виконані загостреними і дещо нахиленими до осі долота в напрямку його обертання. Для збільшення зносостійкості доліт їх лопаті укріплюють твердими сплавами.

Долота 3Л випускають з промивальними отворами, краї яких укріплені зернистим твердим сплавом, а також з промивальними отворами з встановленими в них мінералокерамічними змінними соплами (насадками). Долота із змінними соплами називають гідромоніторними.

Суттєвим недоліком доліт 2Л і 3Л є інтенсивне зношування їх лопатей у зв'язку з безперервним контактом ріжучих та калібруючих стовбур свердловини лопатей долота з вибоєм та стінкою свердловини, а також велика моментоемність.

Долота «ЗІР» (рис. 4.22) відрізняються від доліт 3Л тим, що лопаті дещо притуплені, а не загострені та приварені до корпусу так, що вони сходяться на осі, а не нахилені до неї.

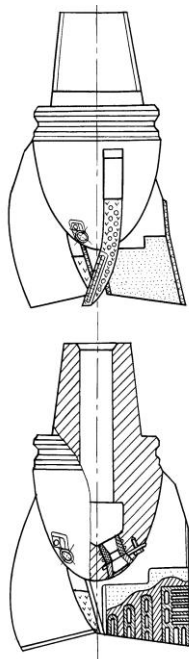


Рисунок 4.21 – Трилопатеве долото 3Л

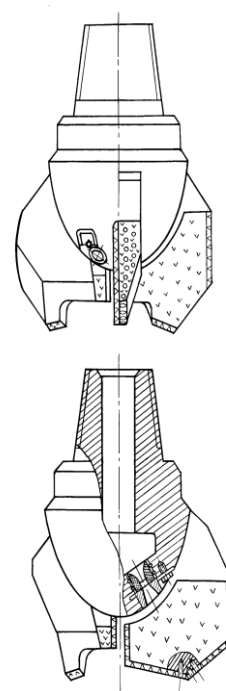


Рисунок 4.22 – Трилопатеве долото «ЗІР»

Краї лопатей додатково укріплені твердосплавними штирями (вставками). Ці особливості їх конструкції дозволяють вести буріння в абразивних м'яких породах з пропластками абразивних порід середньої твердості. Вказані долота руйнують гірську породу різанням (мікрорізнанням) і стиранням.

Долота “БІР” мають три основні лопаті, які слугують для руйнування породи вибою і три додаткові укорочені лопаті, які калібрують стінку свердловини. Основні лопаті притуплені та сходяться на осі долота. Додаткові лопаті також притуплені та розміщені між основними лопатями. Руйнують породу різанням (мікрорізнанням) та стиранням. Ці долота призначені для буріння в породах середньої твердості.

4.3.2.2 Долота ІНМ

Інститутом надтвердих матеріалів (ІНМ) НАН України на основі штучних алмазів створено зносостійкий високоміцний матеріал «Славутич». Долота ІНМ, породоруйнівні елементи яких оснащені матеріалом «Славутич», призначені для буріння у неабразивних і слабоабразивних породах широкого діапазону міцності – від м'яких до твердих. Породоруйнівні елементи кріпляться до корпусу долота методом пайки. Форма робочої поверхні цих елементів, кількість і схема їх розташування, а також марка матеріалу «Славутич» залежать від типу долота.

За конструкцією долота ІНМ виконуються суцільнокатаними з наступним фрезеруванням лопатей або з привареними лопатями. Долота ІНМ випускають трьох видів: ріжучої дії, зарізні (торцеві) та стираючі.

Ріжучі долота ІНМ (рис. 4.23) призначені для буріння свердловин у м'яких і середньої твердості пластичних породах. Ці долота за зовнішнім виглядом та конструкцією подібні до лопатевих БІРГ. Калібруючі лопаті виконуються укороченими з трапецієподібним профілем і армуються на боковій поверхні твердосплавними штирями з плоскою робочою головкою. Штирі запресовуються і не виступають за поверхню лопаті.

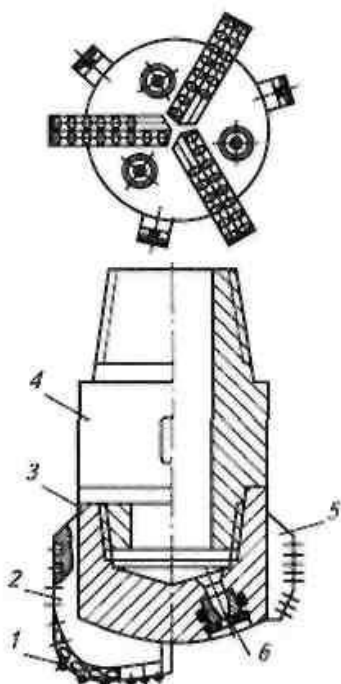


Рисунок 4.23 – Схема ріжучого долота ІНМ:

1 – породоруйнівні елементи; 2 – основні лопаті;
3 – корпус; 4 – перехідник; 5 – калібруючі лопаті;
6 – насадка

Зарізні долота ІНМ (рис. 4.24) призначені для забурювання нових стовбурів при ліквідації аварій, а також орієнтованих свердловин.

Стираючі долота ІНМ (рис. 4.25) призначені для буріння свердловин у м'яких, середніх і твердих, слабоабразивних породах. Залежно від форми

виконання робочих поверхонь долота ІНМ бувають радіальними або секторними.

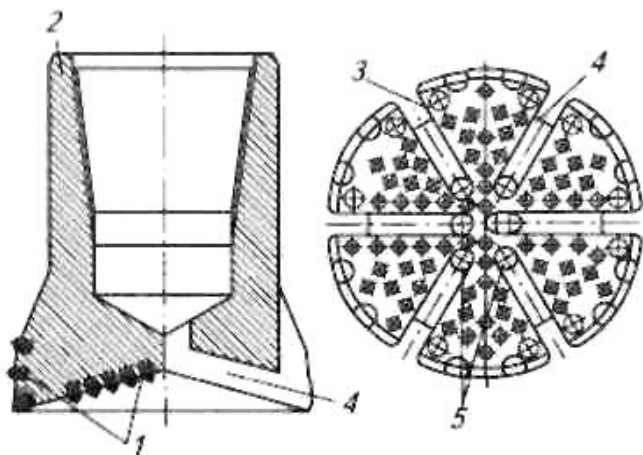


Рисунок 4.24 – Схема зарізного долота ІНМ:

1 – вставки («Славутич»); 2 – корпус;
3 – сектор робочої поверхні; 4 – радіальні канавки; 5 – промивні канали

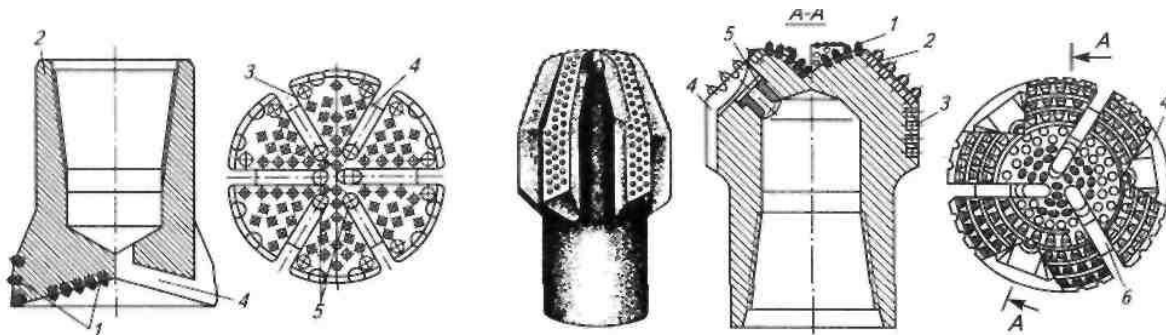


Рисунок 4.25 – Загальний вигляд та схема стираючого долота ІНМ:

1 – вставки сферичної форми («Славутич»); 2 – вставки клиноподібної форми («Славутич»); 3 – твердосплавні штирі; 4 – проріз; 5 – гідромоніторний вузол; 6 – промивні канали

Долота шифрують таким чином: ІНМ 292,9 РГ; ІНМ 214 МС і т. д. (РГ – ріжучої дії, гідромоніторні; МС – тип).

Долота ІНМ у порівнянні з лопатевими і фрезерними мають вищу зносостійкість, а у порівнянні з алмазними – нижчу вартість, кращу прохідність у стовбурі свердловини, меншу чутливість до динамічних навантажень тощо. Ці переваги дозволяють долотам ІНМ конкурувати з іншими долотами у відповідних умовах.

4.3.2.3 Шарошкові долота

Основний обсяг буріння нафтових і газових свердловин виконують шарошковими долотами. Шарошкові долота мають такі переваги порівняно з лопатевими:

– площа контакту шарошкових доліт з вибоєм набагато менша, але довжина їх робочих елементів більша, що значно підвищує ефективність руйнування гірських порід;

– шарошки долота перекочуються по вибою на відміну від лез лопатевого долота, ковзаючи по ньому, внаслідок чого інтенсивність зносу зубців шарошок менша;

– крутний момент, необхідний для обертання шарошкового долота, порівняно невеликий, а тому зводиться до мінімуму небезпека заклинювання долота.

До недоліків шарошкових доліт слід віднести низький ресурс служби опор долота і низьку стійкість зубців шарошки.

У практиці буріння свердловин використовують одно-, дво-, три-, чотири- і шестишарошкові долота. Однак найбільше розповсюдження одержали тришарошкові долота.

Стандартом передбачено випуск шарошкових доліт діаметром від 46 мм до 508 мм. Випускають 13 типів шарошкових доліт, які рекомендується використовувати в різних за твердістю та абразивністю породах.

Тришарошкові долота. Сучасні конструкції тришарошкових доліт виготовляють зварюванням між собою трьох кованих секцій (лап) (рис. 4.26). На цапфах долота на підшипниках обертаються шарошки. Шарошки мають породоруйнівні елементи, конструкція яких визначається механічними та абразивними властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото має промивальні отвори. Приєднання долота до бурильної колони здійснюється з допомогою подовженої замкової різьби.

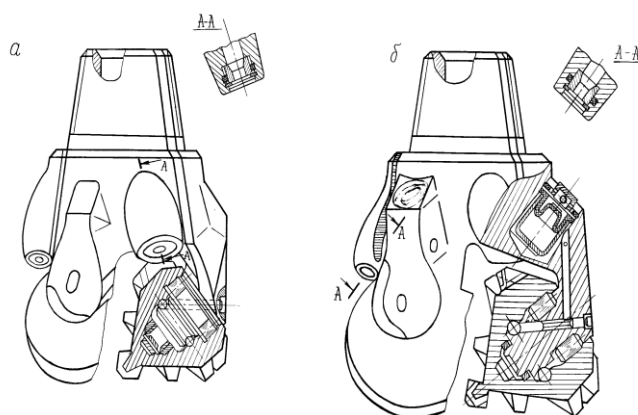


Рисунок 4.26 – Тришарошкове долото:

а – гідромоніторне з відкритою опорою; б – гідромоніторне з герметизованою опорою; А-А – промивальний отвір із соплом (насадкою)

Підшипники шарошок ряду моделей доліт змащуються промивальною рідиною, яка проникає до тіл кочення і тертя по зазору між основою шарошки і упорною поверхнею цапфи. Останніми роками все більше застосування знаходять долота з герметизованою опорою, в яких спеціальне мастило надходить до тіл кочення і тертя із еластичного балона по наявному в лапі та цапфі каналу. Проникненню промивальної рідини в порожнину такої опори перешкоджає жорстка ущільнююча манжета.

При обертанні долота за годинниковою стрілкою шарошки, які перекочуються по вибою проти годинникової стрілки, здійснюють складний

обертний рух. У результаті цього породоруйнівні елементи шарошок наносять удари по породі, подрібнюючи та сколюючи її. Сколююча дія породоруйнівних елементів шарошок на породу залежить від форми шарошок, їх розміщення в корпусі долота і стану поверхні вибою свердловини.

4.3.2.4 Алмазні долота

Алмазні долота призначені для руйнування різанням (мікрорізнанням) і стиранням неабразивних порід середньої твердості та твердих. Враховуючи високу вартість алмазних доліт, їх доцільно застосовувати на великих глибинах (понад 3000 м), оскільки вони забезпечують значну проходку на долото, що скорочує затрати часу на спускопідймальні роботи для заміни долота.

Алмазне долото складається із сталюого корпусу із з'єднувальною різьбою і фасонної алмазнесучої головки (матриці) (рис. 4.27).

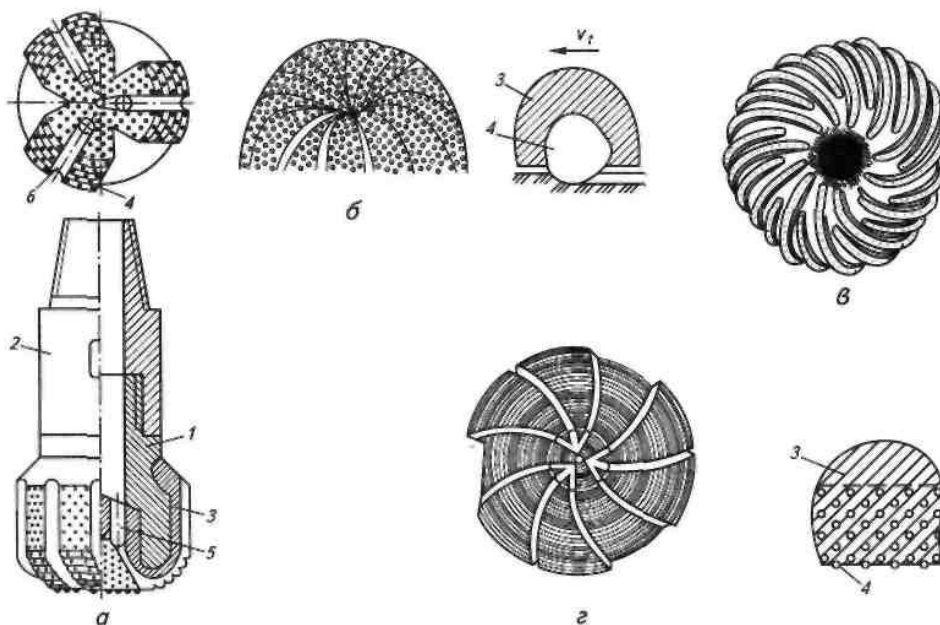


Рисунок 4.27 – Схеми алмазних доліт:

*а – ступінчасте; б – одношарове радіальне біконічне; в – спіральне; г – імпрегноване;
1 – корпус; 2 – перехідник; 3 – матриця; 4 – алмази;
5 – промивні отвори; б – промивні канали*

Матрицю виготовляють методом пресування і спікання суміші спеціально підібраних порошкоподібних твердих сплавів. Перед пресуванням у прес-формі за заданою схемою розміщують кристалики природних або синтетичних алмазів. Після пресування і спікання алмази надійно закріплюються у зовнішньому шарі порошкоподібного твердого сплаву алмазнесучої головки.

Застосовуючи для виготовлення матриці різні матеріали, досягають необхідного ступеня оголення алмазів під час роботи долота. При значному оголенні алмази розтріскуються і ламаються, а при незначному оголенні не буде необхідного заглиблення алмазів у породу, тому буріння буде малоефективним.

Крім того, знос матриці повинен відповідати зносу алмазів, що забезпечує зберігання під час роботи долота на вибої однієї і тієї ж величини зазору між матрицею і породою, необхідного для ефективного виносу породи з-під долота.

Алмазні долота виготовляють двох модифікацій:

а) одношарові з розміщенням відносно великих алмазів у поверхневому шарі;

б) імпрегновані (багатошарові), матриця яких виготовлена із ретельно змішаного порошкоподібного твердосплавного матеріалу з подрібненими природними або синтетичними алмазами.

Для підвищення працездатності алмазних доліт необхідно перед їх спуском провести підготовку стовбура і вибою свердловини. З цією метою до переходу на алмазні долота необхідно відпрацювати три-п'ять шарошкових доліт з металошламоуловлювачем, встановленим над вибійним двигуном або на відстані 10 – 12 м від долота при роторному способі.

4.3.2.5 Полікристалічні алмазні долота

За принципом дії полікристалічні алмазні долота належать до доліт різально-сколюючої дії. Головна їх особливість полягає у наявності в їх ріжучих елементах тонкого шару синтетичних полікристалічних алмазів, який міцно з'єднується з потовщеною основою із твердого сплаву типу карбіду вольфраму (рис. 4.28). Одержана таким чином монолітна пластина має високу міцність і зносостійкість, а за твердістю лише трохи поступається природним алмазам.

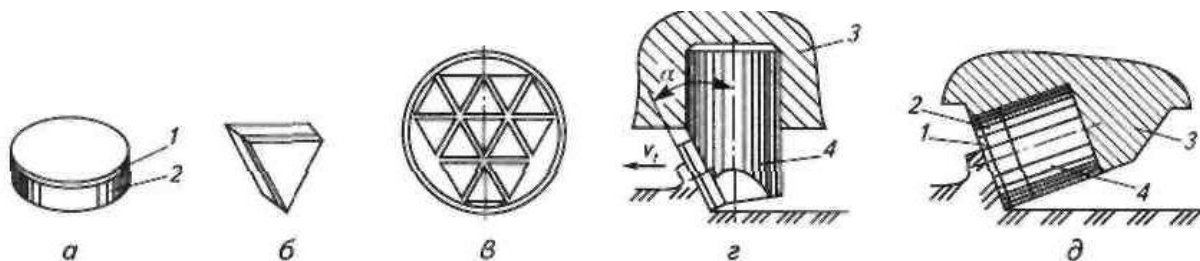


Рисунок 4.28 – Алмазотвердосплавні пластини, елементи оснащення та схеми їх взаємодії з гірською породою:

а – пластинки типу «Stratapak»; б – пластинки типу «Ballaset»; в – різець із пластинок типу «Ballaset»; г, д – схеми взаємодії різців з породою; 1 – шар полікристалічного алмазу; 2 – твердосплавна основа; 3 – лопать або сектор долота; 4 – опора

Діаметр пластинок (рис. 4.28, а) від 1/2 до 2" (дюймів) (12,7 – 50,8 мм). Товщина алмазного шару 0,5 – 0,7 мм. Пластини кріпляться до твердосплавної основи методом дифузійного зварювання, в результаті чого одержують елементи оснащення у вигляді зубця (рис. 4.28, г) або різця (рис. 4.28, д), які кріпляться безпосередньо в лопатях або секторах доліт.

Пластини трикутної форми (рис. 4.28, б) кріпляться до секторів долота за схемою, наведеною на рис. 4.28, д як індивідуально, так і у вигляді мозаїчних різців (рис. 4.28, в). Мозаїчна технологія дозволяє отримати різці довільних

розмірів відповідно до вимог оптимальних геометричних параметрів оснащення породоруйнівних інструментів.

Полікристалічні алмазні долота руйнують гірську породу різально-сколюючою дією, що забезпечує високу механічну швидкість проходки. Для створення ріжучої дії на породу необхідні невисокі осьові навантаження. Таким чином, на руйнування породи витрачається значно менше енергії і досягається менший знос долота і бурильної колони.

Полікристалічні алмазні долота (рис. 4.29) в широкому діапазоні типів і розмірів випускаються відомими зарубіжними фірмами «Hughes Christensen», «Hycalos», «Reed Tool», «Diamond Boart», «J. K. Smith», «Security».

Загальний вигляд ексцентричного долота «BiCentrix™» фірми «Hycalog» наведено на рис. 4.30.



Рисунок 4.29 – Загальний вигляд полікристалічних алмазних доліт

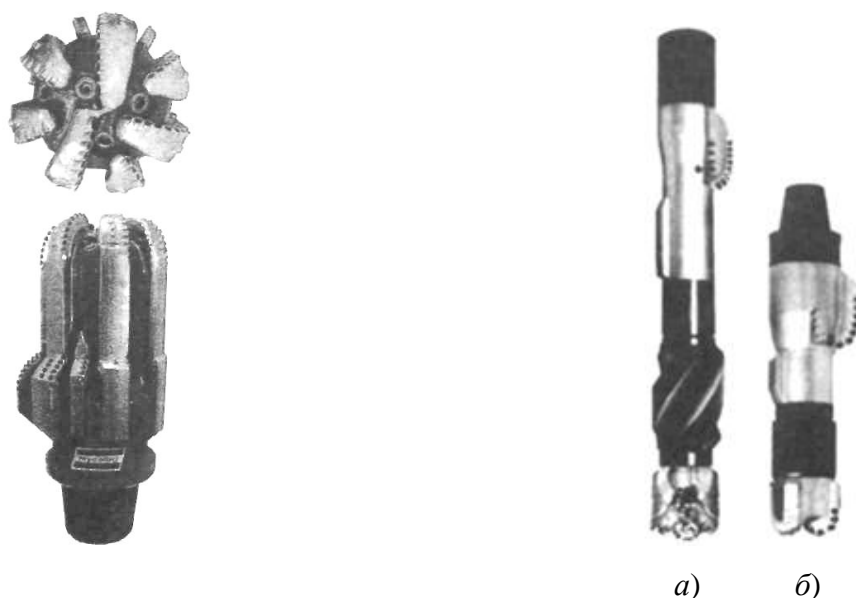


Рисунок 4.30 – Загальний вигляд ексцентричного долота «BiCentrix™» фірми «Hycalog»

Рисунок 4.31 – Загальний вигляд двосекційного інструменту «RWD»: а – «SRWD»; б – фірми «Hughes Christensen» для буріння з одночасним розширенням стовбура свердловини

Двосекційний інструмент «RWD» фірми «Hughes Christensen» (рис. 4.31, *а*) та «SRWD») (рис. 4.31, *б*) призначений для буріння з одночасним розширенням стовбура свердловини. Інструмент «RWD» розроблений для роторного буріння, а «SRWD» може використовуватись як при роторному бурінні, так і при бурінні за допомогою вибійних двигунів. Інструмент «SRWD» полегшує керування напрямком буріння.

4.3.3 Бурові долота для буріння свердловин з відбором керна

Всі бурові долота для буріння з відбором керна (снаряди) складаються з таких елементів (рис. 4.31):

- бурильної головки;
- зовнішнього корпусу;
- внутрішньої колонкової труби (керноприймача);
- кернотримача (керновідривача).

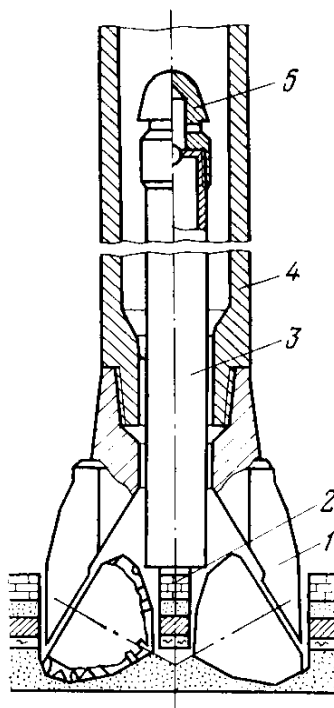


Рисунок 4.31– Схема будови колонкового долота:

1 – бурильна головка; 2 – керн; 3 – керноприймач; 4 – корпус; 5 – клапан

Бурильна головка, руйнуючи породу по периферії вибою, залишає в центрі свердловини стовпчик породи (керн).

Зовнішній корпус слугує для з'єднання бурильної головки з бурильною колоною, розміщення керноприймача та захисту керна від механічних пошкоджень, а також для пропуску промивальної рідини між ним і керноприймачем.

Керноприймач призначений для прийому керна, зберігання його під час буріння та при підйомах на денну поверхню. Для виконання цих функцій у

нижній частині керноприймача встановлюють керновідривачі та кернотримачі, а наверху – клапан, який пропускає через себе витискаючу промивальну рідину при заповненні керноприймача керном.

За принципом підйому керна колонкові снаряди поділяють на снаряди з незйомним (постійним) та зйомним керноприймачем.

При бурінні колонковими долотами з незйомним керноприймачем для підйому на поверхню колонкової труби з керном необхідно піднімати всю бурильну колону.

Колонкові долота із зйомним керноприймачем дозволяють піднімати колонкову трубу з керном без підйому бурильної колони. Для цього в бурильну колону спускають на канаті уловлювач, за допомогою якого піднімають керноприймач на поверхню. Потім, використовуючи той же уловлювач, спускають і встановлюють у корпусі порожній керноприймач і продовжують буріння з відбором керна.

Бурильні головки за конструкцією поділяють на лопатеві, шарошкові, алмазні та твердосплавні.

Найпоширеніші при бурінні з відбором керна шарошкові бурильні головки. Вони можуть бути одно-, три-, чотиришарошковими, а іноді і більше.

Для прикладу на рис. 4.32 наведена чотиришарошкова бурильна головка типу СТ. Бурильна головка складається із чотирьох зварних між собою секцій (лап), на цапфах яких на трирядних підшипниках кочення розміщені шарошки. Зубці периферійних рядів шарошки калібрують стінку свердловини, а вершини шарошок, укріплені твердосплавними вставками, оббурюють керн. Промивальна рідина підводиться до вибою через чотири отвори.

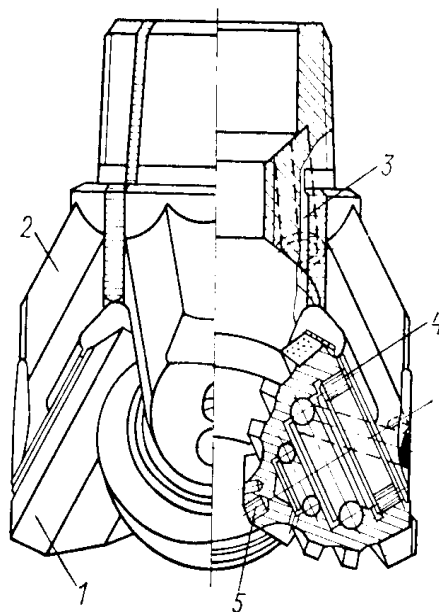


Рисунок 4.32 – Чотиришарошкова бурильна головка типу СТ:

*1 – шарошка; 2 – секція (лапа); 3 – промивні отвори;
4 – підшипник; 5 – твердосплавні вставки*

На даний час найбільше застосовують колонкові снаряди “Надра”. Вони використовуються із шарошковими, алмазними і твердосплавними бурильними головками, призначеними для буріння в породах різної твердості.

Складається снаряд “Надра” з корпусу, який виготовлений з двох товстостінних труб, з’єднаних одна з одною за допомогою спеціальної різьби. Верхня частина корпусу має перевідник для з’єднання з бурильною колоною, а нижня – перевідник для з’єднання з бурильною головкою. В середині корпусу розміщений керноприймач, зібраний із секцій, з’єднаних муфтами. До нижньої частини керноприймача приєднується спеціальний перевідник, а до нього – башмак, який встановлюється в корпусі бурильної головки.

Керноприймач має розміщені в перевіднику цанговий керновідривач і важільний кернотримач. У муфті, яка з’єднує дві секції керноприймача, є важільний кернотримач.

Керновідривач і кернотримач встановлені так, що під час буріння при обертотому керноприймачі вони залишаються нерухомими відносно керна.

Довжина керноприймального пристрою в двосекційному виконанні – 16 м, а довжина керноприймача – 14,5 м.

Снаряд “Надра” дозволяє здійснювати відбір керна діаметром 100 мм, 80 мм, 67 мм і 62 мм роторним способом.

Поряд з колонковим снарядом “Надра” використовують снаряди із незйомним керноприймачем типу “Силур”, який призначений для відбору керна в ускладнених умовах при бурінні свердловин діаметром 212,7 мм і менше. Конструктивно вони виконані аналогічно і використовуються з такими ж бурильними головками, як і снаряд “Надра”. Снаряд “Силур” має корпус дещо меншого діаметра, ніж “Надра”, що зменшує імовірність прихоплювання бурильного інструменту.

4.3.4 Бурові долота спеціального призначення

З цієї групи доліт найбільше застосування одержали:

Пікоподібні долота. Застосовують для створення плавного переходу стовбура свердловини з великого діаметра на менший при розбурюванні цементних пробок, при аварійних роботах.

Виготовляють пікоподібні долота двох типів:

– типу ПР, призначених для проробки (розширення) стовбура пробуреної свердловини в м’яких пластичних породах з пропластками порід середньої твердості, а також для відводу в сторону металевих предметів, які попали на вибій свердловини;

– типу ПЦ, призначених для розбурювання цементного каменю і металевих деталей в обсадній колоні після цементування.

Ці долота мають загострену під кутом 90° лопать, яка за формою нагадує піку. Щоб запобігти пошкодженню обсадної колони бокові грані у долота ПЦ не укріплюються твердим сплавом.

Розширювачі. Застосовують для розширення свердловини при бурінні, а також для центрування бурильного інструменту.

Фрезерні долота. Призначені для буріння свердловини в малоабразивних породах, для розбурювання цементних мостів і металевих предметів у свердловині.

Долота для реактивно-турбінного способу буріння (РТБ).

4.3.5 Техніко-економічні показники роботи бурових доліт

Ефективність роботи долота на вибої оцінюють багатьма показниками, основними з яких є проходка на долото, механічна і рейсова швидкості буріння та собівартість 1 м проходки.

Проходка на долото (h_d) – це кількість метрів, пробурених даним долотом до його повного зносу. Якщо долото спускається в свердловину декілька разів, то проходку за кожний спуск називають проходкою за рейс (h_p). У разі, коли долото зношується за один рейс – $h_d = h_p$. При використанні алмазних доліт і доліт типу “ІСМ”, а також бурильних головок для відбору керна – $h_p < h_d$.

Механічна швидкість буріння характеризує інтенсивність руйнування породи долотом і дорівнює кількості метрів, пробурених за одиницю часу взаємодії долота з породою

$$V_m = \frac{dh}{dt}, \quad (4.1)$$

де h – проходка; t – час.

Відношення проходки за рейс до часу, витраченого на руйнування породи протягом цього рейсу, називають середньою механічною швидкістю буріння

$$V_{mc} = \frac{h_p}{t_m}, \quad (4.2)$$

де t_m – час механічного буріння за рейс.

Під рейсовою швидкістю розуміють швидкість поглиблення свердловини з урахуванням витрат часу не тільки на руйнування породи, але і на спуско-підйомні операції та допоміжні роботи протягом цього рейсу

$$V_p = \frac{dh}{dt_p}. \quad (4.3)$$

Відношення проходки за рейс до суми витрат часу на механічне руйнування породи t_m протягом даного рейсу, на спуск нового і підйом зношеного долота, а також заміну останнього $t_{зд}$ та на підготовчо-заклучні та допоміжні роботи t_d протягом рейсу (нарощення бурильної колони, пророблення привибійної зони новим долотом, промивання свердловини перед підйомом зношеного) називають середньою рейсовою швидкістю.

$$V_{pc} = \frac{h_p}{t_m + t_{zd} + t_d}. \quad (4.4)$$

Собівартість 1 м проходки враховує вартість долота та інші витрати, необхідні для забезпечення буріння

$$C = \frac{C_d + C_{бу} \cdot (t_m + t_{zd} + t_d)}{h_d}, \quad (4.5)$$

де C – собівартість 1 м проходки; C_d – оптова ціна долота; $C_{бу}$ – вартість 1 години роботи бурової установки.

При порівняльній оцінці роботи доліт в аналогічних умовах кращими вважаються ті долота, які забезпечують максимальну рейсову швидкість і мінімальну собівартість 1 м проходки.

4.4 БУРИЛЬНА КОЛОНА

4.4.1 Призначення та складові елементи бурильної колони

Бурильна колона призначена для:

- передачі обертання від ротора до долота;
- сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна;
- підводу до вибою промивальної рідини;
- створення осевого навантаження на долото;
- підйому і спуску долота і вибійного двигуна;
- монтажу окремих секцій струмопідводу при бурінні електробуром;
- проведення допоміжних робіт (пророблення, розширення і промивання свердловини, дослідження пластів тощо).

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб, замків, перевідників і з'єднувальних муфт.

4.4.2 Конструктивні особливості елементів бурильної колони

4.4.2.1 Бурильні труби та з'єднувальні муфти

Відповідно до стандарту виготовляють такі типи сталевих бурильних труб:

- висаджені всередину кінцями і з'єднувальними муфтами до них (ТБВ) (рис. 4.33, а);
- висаджені назовні кінцями і з'єднувальними муфтами до них (ТБН) (рис. 4.33, б);
- висаджені всередину кінцями і конічними стабілізуючими поясками (ТБВК) (рис. 4.33, в);
- висаджені назовні кінцями і конічними стабілізуючими поясками (ТБНК) (рис. 4.33, г);

- приварені з'єднувальними кінцями (ТБПВ) (рис. 4.34);
- труби для буріння з електробуром (ТБПВЕ).

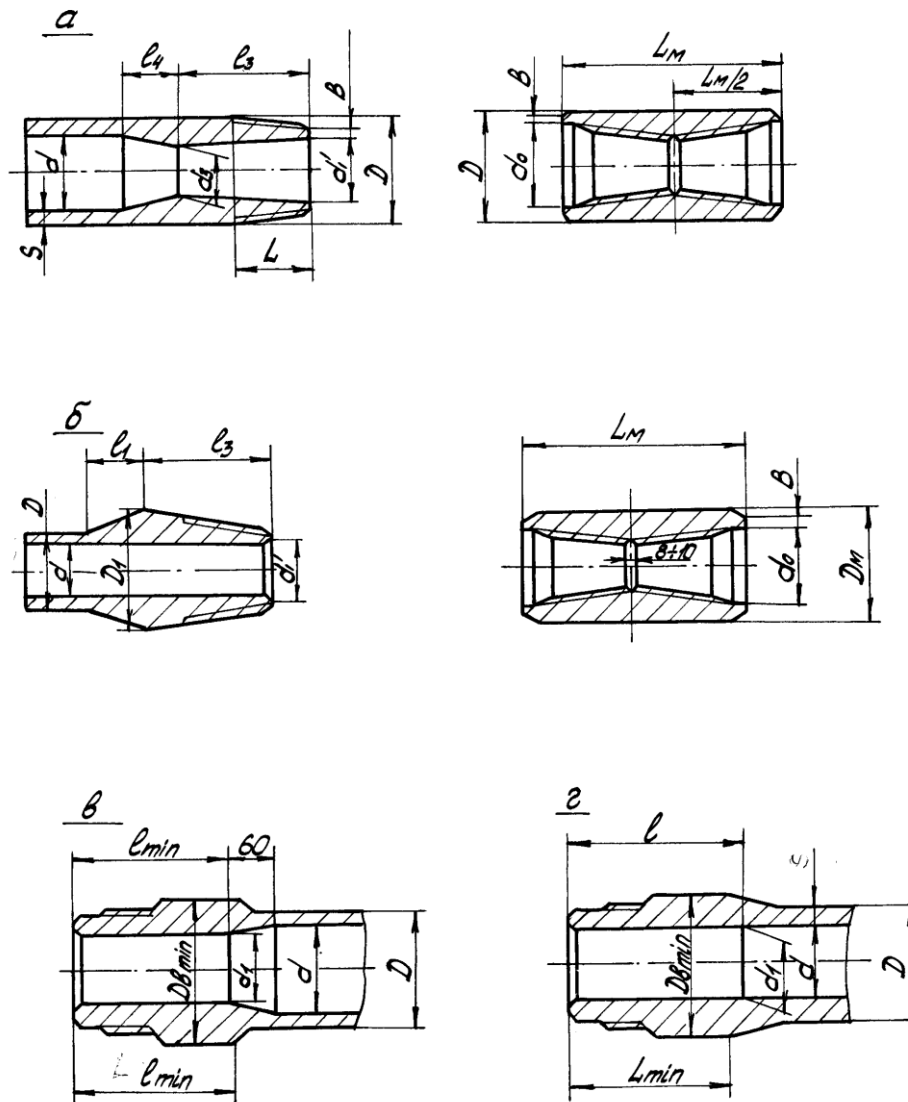


Рисунок 4.33 – Бурильні труби:

- а – висаджені всередину кінцями; б – висаджені назовні кінцями;*
- в – висаджені всередину кінцями і стабілізуючими поясками;*
- г – висаджені назовні кінцями і стабілізуючими поясками*

Крім сталевих виготовляються також бурильні труби з алюмінієвих сплавів (ЛБТ).

Стандартом передбачено випуск труб довжиною 6 м, 8 м і 11,5 м.

На кінцях труби нарізається кінцева різьба трикутного (рис. 4.33, а, б) або трапецієвидного (рис. 4.33, в, г) профілю.

Наявність висадки на кінцях труби дозволяє нарізати різьбу, зберігаючи в будь-якому перерізі труби однакову міцність на розрив.

Бурильні труби із стабілізуючими поясками (типи 3 і 4) є герметичнішими і міцнішими за відповідні труби 1 і 2 типів.

З'єднувальні муфти призначені для з'єднання коротких (довжиною 6 м і 8 м) труб типу 1 і 2 у двотрубні. Випуск муфт для труб з різьбою трапецієвидного профілю не передбачений.

Бурильні труби і з'єднувальні муфти виготовляють із сталей груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

Бурильні труби з висадженими назовні кінцями і привареними замками (рис. 4.34) мають рівнопрохідний канал по довжині труби, що обумовлює як і при застосуванні бурильних труб з висадженими назовні кінцями (типи 2 і 4), мінімальні гідравлічні опори при русі промивальної рідини по бурильній колоні.

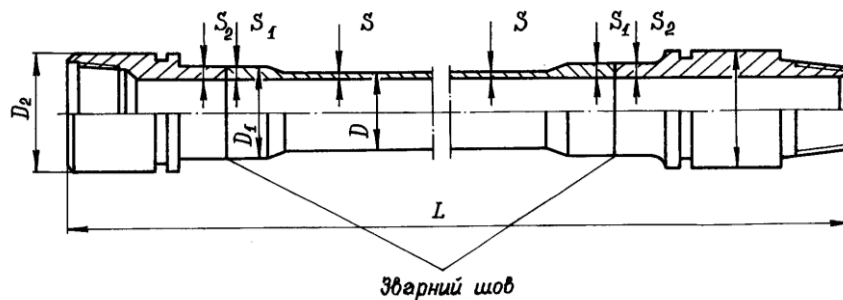


Рисунок 4.34 – Бурильна труба з привареними по висадженій назовні частині ніпеля і муфти бурильного замка спеціальної конструкції (типу ТБПВ)

Виготовляють ці труби приварюванням до трубної заготовки з висадженими назовні кінцями замків спеціальної конструкції.

Застосування труб з привареними з'єднувальними кінцями типу ТБПВ дає також добрі результати при бурінні похило-направлених свердловин, оскільки складені з них бурильні колони мають рівнопрохідний отвір, що полегшує умови спуску і підйому приладів, які використовуються для контролю за положенням відхилювача в свердловині.

До недоліків бурильних труб типу ТБПВ належить можливе паралельне зміщення і перекіс осей з'єднувальних кінців і труби, що ведуть до передчасного виходу з ладу бурильної колони.

Для виготовлення легкосплавних бурильних труб (ЛБТ) застосовують дюраль Д16 (сплав Al-Cu-Mg), зміцнений термообробкою, і тому він одержав шифр Д16Т.

Важливою перевагою ЛБТ є їх діамантність, що дозволяє заміряти зенітний кут та азимут свердловини інклінометрами, які спускають у бурильну колону. До переваг ЛБТ треба віднести і наявність у них гладкої внутрішньої поверхні, що знижує гідравлічні опори приблизно на 20 % порівняно зі сталевими бурильними трубами аналогічного перерізу.

Однак ЛБТ має недоліки: їх не можна експлуатувати при температурах вищих за 150 °С, оскільки при вищих температурах міцнісна характеристика сплаву Д16Т різко знижується; неможливість їх експлуатації за наявності в свердловині промивальної рідини з концентрацією водневих іонів $pH > 10$, у зв'язку із сильною кородуючою дією лужного середовища на сплави алюмінію;

недопустимі і кислотні ванни, які застосовують для вивільнення прихопленої сталюї бурильної колони.

4.4.2.2 Бурильні замки

У процесі спуску і підйому бурильної колони недоцільно згвинчувати всі труби, з яких зібрана колона. Набагато швидше здійснювати спускопідймальні операції при згвинчуванні-розгвинчуванні декількох труб у зборі. Комплект таких труб прийнято називати свічкою. Свічка може бути зібрана довжиною приблизно 25 м із двох труб при висоті вишки 41 – 45 м і довжиною біля 37 м з трьох труб при висоті вишки 53 – 58 м. З'єднання труб у свічки і свічок одна з одною здійснюється за допомогою бурильних замків.

У бурильній колоні основними з'єднувальними елементами є бурильні замки, які випускають декількох типів:

- ЗН – з діаметром прохідного отвору значно меншим, ніж діаметр прохідного отвору труб з висадженими всередину кінцями (рис. 4.35, а);
- ЗШ – з діаметром прохідного отвору приблизно таким, як і діаметр прохідного отвору труб з висадженими всередину кінцями (рис. 4.35, б);
- ЗУ – зі збільшеним, порівняно із замками ЗШ, діаметром прохідного отвору для труб з висадженими назовні кінцями (рис. 4.35, в).

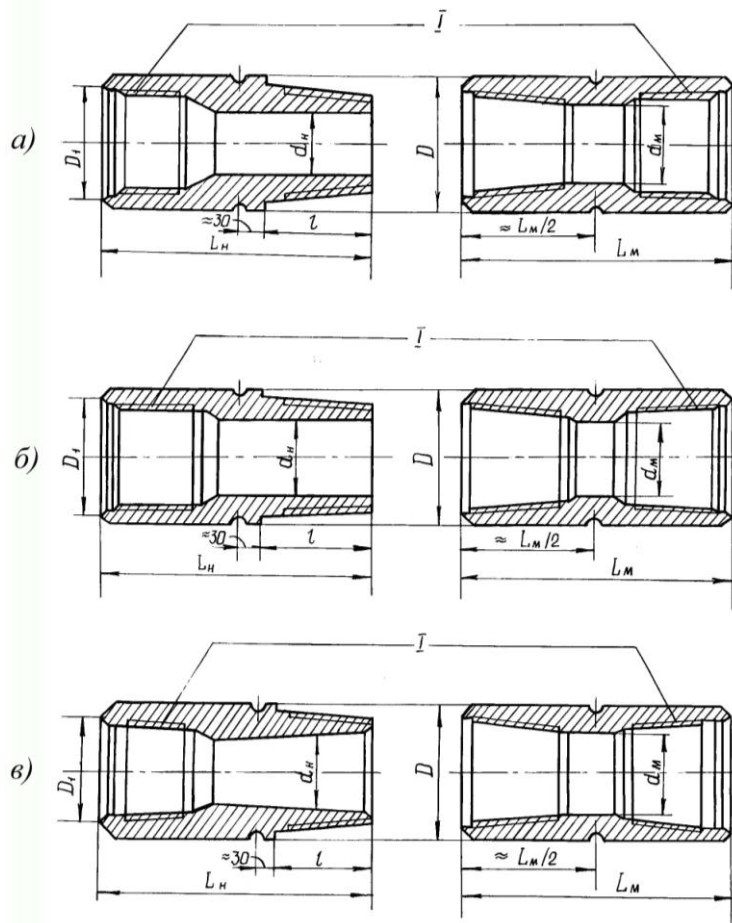


Рисунок 4.35 – Бурильні замки для бурильних труб з висадженими кінцями типів 1 і 2:

а – типу ЗН; б – типу ЗШ; в – типу ЗУ; I – різьба для з'єднання з трубами

4.4.2.3 Обважені бурильні труби

Обважені бурильні труби (ОБТ) призначені для створення осевого навантаження на долото і збільшення жорсткості та стійкості нижньої частини бурильної колони.

Обважені бурильні труби бувають таких типів:

- з гладкою поверхнею на всій довжині;
- з конусним проточуванням у верхній частині;
- збалансовані;
- квадратного перерізу по периметру;
- зі спіральними канавками.

ОБТ перших двох типів мають на кінцях замкову різьбу (рис. 4.36). За наявності на трубі з одного кінця зовнішньої, а з другого – внутрішньої різьби ОБТ називають проміжною, а за наявності на обох кінцях внутрішньої різьби – наддолотною. Комплект ОБТ має одну наддолотну трубу і необхідну кількість проміжних труб.

Виготовляють ОБТ перших двох типів із сталей групи міцності Д і К методом прокатування без подальшої термічної обробки, що обумовлює їх недостатню міцність і невисоку зносостійкість. Крім того, вони мають значні допуски на кривизну, різностінність та овальність. Тому під час роботи долота на вибої відбувається биття бурильної колони і, як наслідок, виникнення динамічних навантажень, що негативно впливає на умови роботи бурильної колони і долота.

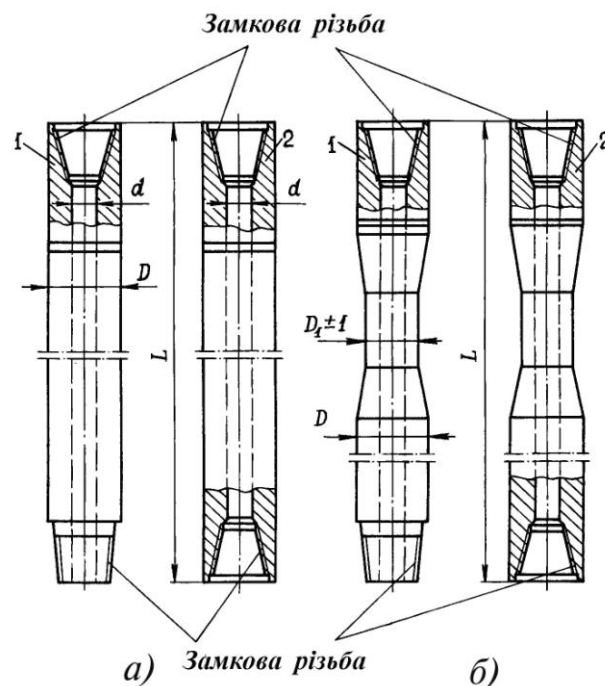


Рисунок 4.36 – Обважені бурильні труби:
а – з гладкою поверхнею; б – з конусним проточуванням

Недоліки описаних вище ОБТ значною мірою усунені в збалансованих обважнених бурильних трубах (ОТБЗ).

Внутрішній канал у цих трубах висвердлений, що забезпечує його прямолінійність, а механічне оброблення зовнішньої поверхні труб, обкатування різьби роликком, термічне оброблення труб і фосфатування різьби підвищують їх міцність.

ОБТ зі спіральними канавками мають на зовнішній поверхні нарізані спіральні канавки, внаслідок чого зменшується ймовірність прихоплювання колони і покращується якість промивання.

4.4.2.4 Ведучі бурильні труби

Ведучі бурильні труби призначені для передачі обертання бурильної колони від ротора і реактивного моменту від вибійного двигуна до ротора при одночасній подачі бурильної колони та циркуляції промивальної рідини. При бурінні нафтових і газових свердловин застосовують ведучі бурильні труби збірної конструкції, які складаються з квадратної (або шестигранної) товстостінної штанги 1, верхнього штангового перевідника (ПШВ) 2 і нижнього штангового перевідника (ПШН) 3 (рис. 4.37).

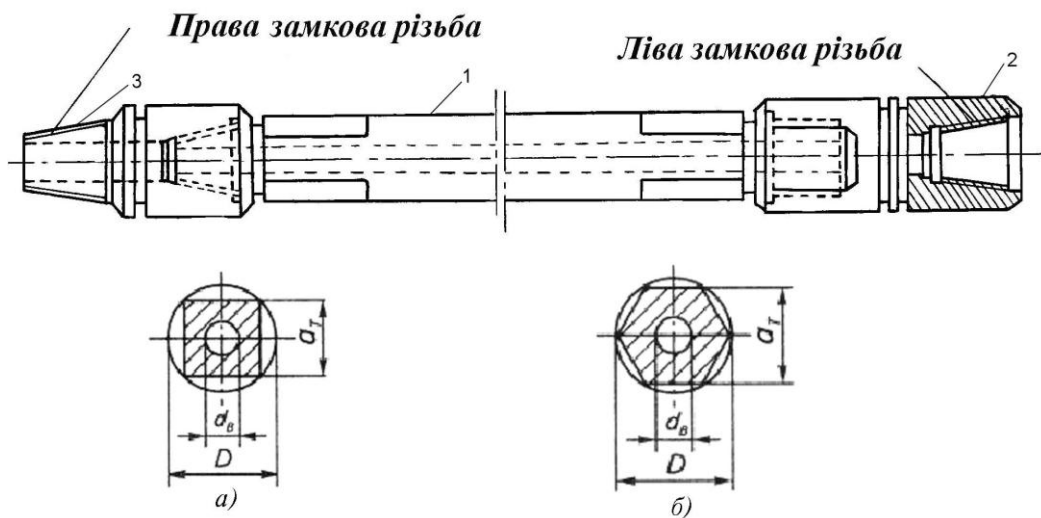


Рисунок 4.37 – Ведуча бурильна збірної конструкції:

1 – корпус; 2 – ПШВ; 3 – ПШН

а – переріз квадратної труби; б – переріз шестигранної труби

Ведучу трубу в зборі рекомендується приєднувати до ствола вертлюга за допомогою перевідника, який запобігає зносу різьби на ПШВ і стволі вертлюга.

Для захисту від зносу замкової різьби ПШН, яка піддається багаторазовим згвинчуванням та розгвинчуванням при нарощуванні бурильної колони і спускопідіймальних операціях, на перевідник ПШН додатково нагвинчують запобіжний перевідник.

Квадратні штанги для ведучих труб виготовляють довжиною до 16,5 м із сталі групи міцності “Д” і “К”.

4.4.2.5 Перевідники

Перевідники призначені для з'єднання елементів бурильної колони з різьбами різних типів і розмірів, а також для приєднання до бурильної колони інструментів.

Всі перевідники поділяють на три типи (рис. 4.38):

- а – перевідники перехідні або запобіжні (ПП);
- б – перевідники муфтові (ПМ);
- в – перевідники ніпельні (ПН).

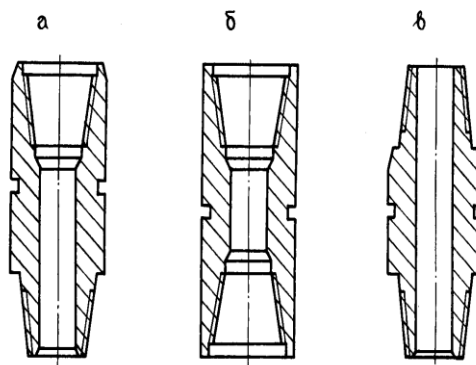


Рисунок 4.38 – Перевідники

Перевідники перехідні призначені для переходу від різьби одного типу до різьби іншого типу, для з'єднання елементів колони різних діаметрів, для приєднання до бурильної колони інструментів.

Перевідники муфтові та ніпельні призначені для з'єднання елементів бурильної колони, відділених один від одного ніпелями або муфтами.

4.5 РЕЖИМ БУРІННЯ ТА ЙОГО ПАРАМЕТРИ

Ефективність руйнування породи долотом залежить від багатьох факторів: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, чистоти вибою свердловини, конструкції долота, властивостей породи та інших. Деякими з цих факторів можна оперативно керувати в період роботи долота на вибої або перед спуском його в свердловину. Зміна інших факторів потребує тривалого часу, тому в період роботи одного долота такі фактори залишаються майже без змін.

Під режимом буріння розуміють сукупність тих факторів, які впливають на ефективність руйнування породи та інтенсивність зносу долота і якими можна оперативно керувати в період роботи долота на вибої, а самі фактори називають режимними параметрами.

До режимних параметрів належать:

- осьове навантаження на долота – P_D ;
- частота обертання долота – ω_D ;
- секундна витрата промивальної рідини – Q ;
- параметри промивальної рідини.

Режим буріння поділяють на :

а – звичайний:

– оптимальний;

– раціональний;

– форсований (швидкісний або силовий);

б – спеціальний.

Під оптимальним розуміють такий режим буріння, який забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленого завдання. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки і максимум рейсової швидкості.

Під раціональним розуміють такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенні.

Форсований – це такий режим, який призводить до збільшення швидкості буріння за рахунок збільшення швидкості обертання долота (форсований швидкісний режим) або осьового навантаження на долото (форсований силовий режим).

Під спеціальним розуміють такий режим буріння, який забезпечує найкраще виконання того чи іншого спеціального завдання (буріння похило направлених свердловин, буріння з відбором керна, буріння в продуктивному пласті тощо).

4.6 ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА БУРОВІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ

4.6.1 Функції бурових промивальних рідин

При бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах бурові промивальні рідини повинні виконувати такі основні функції:

– повністю й ефективно очищати вибій від частинок розбурюваних порід і видаляти їх на денну поверхню;

– створювати гідростатичний тиск, достатній для попередження флюїдопроявлень як у процесі буріння, так і при тривалому припиненні промивання;

– утримувати частинки розбурюваної породи й інші частинки твердої фази в змуленому стані при припиненні циркуляції та запобігати їх осіданню на вибій;

– забезпечувати охолодження і змащування деталей доліт, вибійних двигунів, бурильної колони та інших вузлів;

– запобігати проявам нестійкості порід, що формують стінки свердловини;

– передавати потужність від джерела на денній поверхні до вибою при бурінні з гідравлічними вибійними двигунами та ін.

4.6.2 Класифікація бурових промивальних рідин

Промивальна рідина складається, як правило, з дисперсійного середовища, рівномірно розподіленої в ньому дисперсної фази і невеликої кількості хімічних реагентів, які призначені для регулювання тих чи інших властивостей.

Дисперсна фаза складається, в основному, з двох або більше компонентів. Найважливішим її компонентом є невелика кількість колоїдного матеріалу, необхідного для забезпечення стабільності промивальної рідини, здатності утримувати в спокою у змуленому стані грубодисперсні частинки важчих або легших матеріалів, ніж дисперсійне середовище, колювати пори і мікротріщини в породі. Другим компонентом дисперсійної фази слугують дрібні частинки важких (глина, крейда, барит і т.д.) або легких (повітря) матеріалів, які використовують для надання промивальній рідині необхідної густини, регулювання тиску, що створюється нею на стінки свердловини, а також для надання здатності закупорювати великі порові канали і тріщини. Як третій компонент використовують невелику кількість речовин для покращання мастильних властивостей промивальних рідин.

За складом дисперсійного середовища промивальні рідини можна поділити на такі групи:

I Рідини на водній основі:

1 – без твердої фази;

2 – з дисперговою твердою фазою:

а) природні суспензії;

б) глинисті суспензії:

– диспергуючі глинисті породи (хімічно не оброблені, гуматні, лігносульфонатні, хромлігносульфонатні);

– інгібуючі глинисті породи (гідрофобізуючі, кальцієві, калієві, силікатні, хлормангнієві, хлорнатрієві, оброблені солями тривалентних металів);

3 – з конденсованою твердою фазою;

4 – полімерні: безглинисті; малоглинисті;

5 – нафтоемulsionні;

6 – міцелярні.

II Рідини на вуглеводневій основі:

практично безводні; емульсії типу “вода в маслі” (інвертні).

III Аеровані промивальні рідини:

аерована вода; аеровані глинисті суспензії; піни.

IV Газоподібні агенти:

повітря; природні гази; азот; викидні гази від двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ); суміші викидних газів ДВЗ з повітрям або природним газом.

Найширше в бурінні використовують рідини на водній основі. Рідини на вуглеводневій основі застосовують значно рідше, хоч вони дають дуже добрі результати при розкритті нафтових пластів, розбурюванні нестійких глинистих і хемогенних порід. Об'єм застосування аерованих рідин останніми роками дещо збільшився, проте в цілому він залишається ще недостатньо великим.

Застосування газоподібних агентів обмежується геологічними умовами та глибиною буріння.

4.6.3 Основні властивості та параметри промивальних рідин, методи їх контролю

Густина – це маса одиниці об'єму промивальної рідини (ρ , кг/м³). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати в свердловині гідродинамічні та гідростатичні функції:

- утримувати у змуленому стані та виносити із свердловини частинки породи найбільшого розміру;
- створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою попередження нафтогазопроявів і збереження цілосності стінок свердловини;
- забезпечення зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається уявною, а густина рідини без вмісту газу – дійсною.

У лабораторних умовах густина вимірюється за допомогою пікнометрів, а на буровій – за допомогою ареометрів і важільних ваг.

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини АГ-ЗПП складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною при замірюванні і прикріплюється до поплавка. На поверхню циліндричної частини поплавка, герметизованої пробкою, нанесено дві шкали для заміру густини в межах 900 – 1700 кг/м³ і 1600 – 2400 кг/м³ (рис. 4.39). Прилад зберігають у футлярі-відрі, який закривається кришкою, що слугує відерцем для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у відрі, на лівій шкалі відраховують величину відносної густини. При повному зануренні ареометра відкручують зйомний тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густину на правій шкалі для більшої густини.

Умовна в'язкість – це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Зі збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи, утруднюється перенесення енергії від насоса до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

Для оперативної якісної оцінки умовної в'язкості промивальної рідини на буровій використовують польовий віскозиметр ПВ-5 (рис. 4.40). Під умовною в'язкістю розуміють тривалість витікання 500 см³ ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ПВ-5, в який налито 700 см³ рідини. Для перевірки приладу замірюють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500 см³ води має бути $(15 \pm 0,5)$ с.

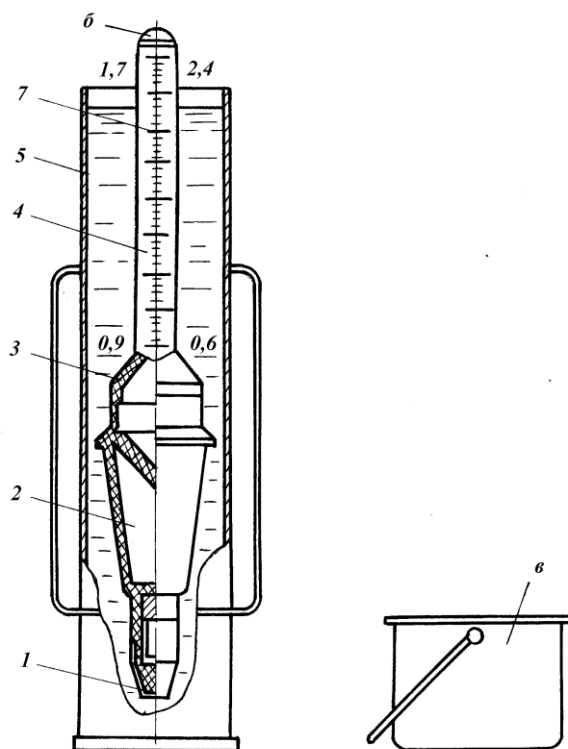


Рисунок 4.39 – Ареометр АГ-ЗПП:

1 – зйомний тягарець; 2 – стакан; 3 – поплавок; 4 – циліндрична частина поплавка;
5 – відро-футляр; 6 – герметизуюча пробка; 7 – шкала; 8 – кришка

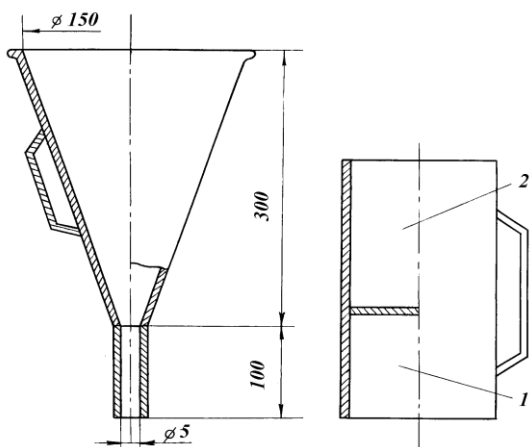


Рисунок 4.40 – Польовий віскозиметр ПВ-5:

а – віскозиметр; б – мірний кухоль; 1 – об'єм 200 см^3 ; 2 – об'єм 500 см^3

Для кількісної оцінки описання руху промислових рідин використовують різні реологічні моделі. Для визначення реологічних характеристик використовують ротаційні віскозиметри.

Тиксотропні властивості. Тиксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру в стані спокою (холодець) і втрачати її при перемішуванні. Міцність утвореної суспензією структури в стані спокою називають статичним напруженням зсуву (СНЗ). СНЗ – це те напруження, яке

необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокою міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (θ_1), яке заміряють через 1 хв спокою після інтенсивного перемішування, і другим (θ_{10}), яке заміряють після 10 хв спокою. Перша величина (θ_1) характеризує утримуючу здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють в Па за допомогою приладу СНС-2 (рис. 4.41) або ротаційних віскозиметрів.

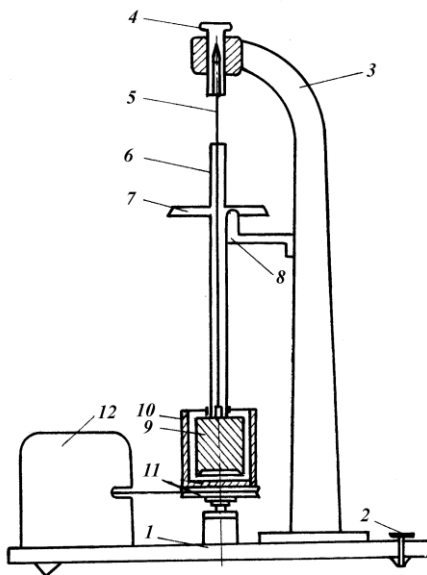


Рисунок 4.41 – Схема приладу СНС-2:

*1 – плита; 2 – гвинт; 3 – стовяк; 4 – крутильна головка; 5 – пружна нитка;
6 – трубка; 7 – диск зі шкалою; 8 – прозорний візир; 9 – підвісний циліндр;
10 – стакан; 11 – обертовий столик; 12 – електродвигун*

Про ступінь тиксотропності судять за різницею $\theta_{10} - \theta_1$ або за їх відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тиксотропніша суспензія. Для буріння в більшості випадків бажано використовувати низькотиксотропні рідини, в яких θ_1 достатнє для утримання в змуленому стані вибурених частинок після припинення циркуляції.

Фільтраційні властивості. Фільтрація (Φ) вимірюється в $\text{см}^3 / 30 \text{ хв}$ і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись в стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв при фільтруванні через паперовий фільтр площею 44 см^2 (діаметром 75 мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають показником фільтровіддачі Φ_{30} (якщо рідина на водній основі – просто водовіддачею).

Фільтраційні властивості вимірюють в статичних умовах за допомогою приладу ВМ-6 (рис. 4.42). Прилад ВМ-6 складається з напірного і

фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.

До напірного вузла входять циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на “нуль” і спуску надлишкового масла з циліндра в нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням фільтраційного стакана гумовим клапаном. Досліджуваний розчин заливається в фільтраційний стакан з гумовою пробкою попередньо змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчено циліндр, заповнений поверх розчину машинним маслом. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попередити інтенсивну фільтрацію в пласт та ін. У той же час утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

Водневий показник рН – це логарифм концентрації водневих іонів у фільтраті промивальної рідини, взятий з протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища – $\text{pH} = 7$, лужного середовища – $7 < \text{pH} \leq 14$, кислого – $1 \leq \text{pH} < 7$. Водневий показник має дуже важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні рН. При $\text{pH} < 7$ суттєво інтенсифікується корозія сталевих труб, а при $\text{pH} \geq 10$ – труб із алюмінієвих сплавів.

Седиментаційна стійкість характеризується двома показниками: добовим відстоєм і стабільністю.

Добовий відстій – це об’єм дисперсійного середовища, який виділився за одну добу спокою із 100 см^3 промивальної рідини, наливої в мірний циліндр.

Стабільність – це різниця густин промивальної рідини, що знаходиться в нижній і верхній половині спеціального циліндра (ЦС-1), після 1 доби спокою. В якісних промивальних рідинах добовий відстій дорівнює нулю, а показник стабільності не перевищує $(20 - 30) \text{ кг/м}^3$.

Вміст піску. Вміст піску – це відношення об’єму осаду, який утворюється при відстоюванні протягом 1 хв промивальної рідини, розведеної водою, до об’єму вихідної промивальної рідини. Для заміру використовують скляний (відстійник Лисенка) або металевий відстійник (ОМ-2).

Відстійник ОМ-2 (рис. 4.43) являє собою циліндричну посудину, в якій внизу вмонтована мензурка. Посудина закривається кришкою, об’єм якої 50 см^3 . Відстійник заповнюють водою до половини і наливають у нього 50 см^3 промивальної рідини. Потім заповнюють решту об’єму водою до отвору (450

см³ води і 50 см³ розчину). Після інтенсивного збовтування відстійник встановлюють вертикально і залишають у спокою на 1 хв. Процентний вміст піску чисельно дорівнює подвоєному об'єму осаду в мензурці, що нагромадився за час спокою.

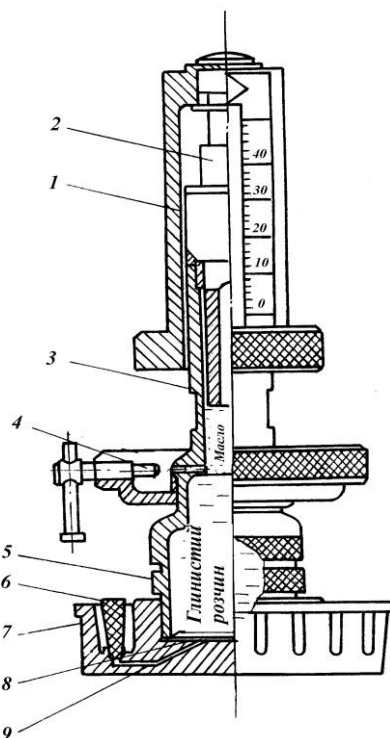


Рисунок 4.42 – Схема приладу VM-6:

1 – плунжер; 2 – втулка; 3 – напірний циліндр; 4 – голковий клапан; 5 – фільтраційний стакан; 6 – гумова пробка; 7 – підставка; 8 – паперовий фільтр; 9 – отвір для надходження фільтрату

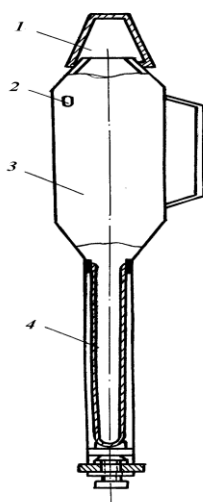


Рисунок 4.43 – Відстійник OM-2

1 – кришка; 2 – отвір; 3 – циліндрична посудина; 4 – мензурка

4.6.4 Хімічні реагенти для оброблення бурових промивальних рідин на водній основі

У процесі буріння в промивальну рідину надходять частинки вибурених порід, які часто містять водорозчинні компоненти, а також мінералізовані та прісні пластові води. Збільшення вмісту іонів і зміна якісного складу дисперсійного середовища, як правило, викликає коагуляцію промивальної рідини, яка супроводжується зростанням водовіддачі, умовної в'язкості, статичного напруження зсуву та зміною інших властивостей.

Основним засобом регулювання властивостей промивальних рідин на водній основі є хімічна обробка їх за допомогою різних хімічних реагентів.

Асортимент хімічних реагентів, що застосовують для оброблення промивальних рідин, достатньо широкий. Умовно всі реагенти можна поділити на три групи:

- а) понижувачі водовіддачі (фільтрації) – стабілізатори;
- б) понижувачі умовної в'язкості;
- в) реагенти спеціального призначення.

Проте, слід мати на увазі, що реагенти, включені умовно в одну групу, наприклад, понижувачі фільтрації, можуть одночасно впливати на інші властивості: умовну в'язкість, статичне напруження зсуву, реологічні властивості. Ступінь впливу значною мірою залежить від складу глини, виду іонів, що містяться в розчині, ступеня його мінералізації, а також температури, концентрації твердої фази та інших факторів.

Понижувачі водовіддачі. До цієї групи належать реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози (КМЦ – карбоксиметилцелюлоза, карбофен, карбаніл, ММЦ – модифікована метилцелюлоза), реагенти на основі лігносульфонатів (КССБ – конденсована сульфат спиртова барда), крохмальні реагенти, реагенти на основі акрилових полімерів (гіпан, РС-2, метас), реагенти на основі гумінових кислот (ВЛР – вуглелужний реагент, ТЛР – торфолужний реагент) та ін.

Понижувачі умовної в'язкості. До цієї групи належать похідні лігносульфонових кислот (ССБ – сульфат спиртова барда, акрил, ФХЛС – ферохромлігносульфонат), реагенти на основі гідролізного лігніну (нітролігнін, суніл), таніни (ялинковий і вербовий екстракти, дубителі, пекор, ПФЛХ – поліфеноллісохімічний) та ін.

Реагенти спеціального призначення. До них належать реагенти, які зв'язують солі кальцію (кальцинована сода, ТПФН – триполіфосфат натрію); реагенти, які поставляють іони кальцію (вапно, гіпс, хлористий кальцій); реагенти, які надають термостійкості (хромати і біхромати), реагенти-структуроутворювачі (кухонна сіль, рідке скло), мастильні домішки (ЗМАД-1, графіт, нафта та ін.), регулятори лужності (каустична сода та ін.), піногасники (суспензія гуми, карболінеум, нейтралізований чорний контакт, синтетичні жирні кислоти – СЖК, окислений петролатум) та ін.

4.6.5 Приготування бурових промивальних рідин

Промивальні рідини можна готувати безпосередньо на буровій або централізовано на глинозаводі, який обслуговує дільницю чи район. Рідину, що приготовлена на заводі, транспортують або спеціально прокладеними до бурових трубопроводами, або в автоцистернах.

Для приготування промивальної рідини із порошкоподібних матеріалів використовують спеціальний блок обладнання (рис. 4.44).

Такий блок включає два суцільнометалевих бункери об'ємом від 20 м³ до 50 м³ кожний, встановлених за допомогою стояків на металевій рамі, розвантажувальний пневматичний пристрій, гумотканинні гофровані рукава, повітряні фільтри, гідравлічний ежекторний змішувач і місткість, а іноді гідравлічний або ультразвуковий диспергатор.

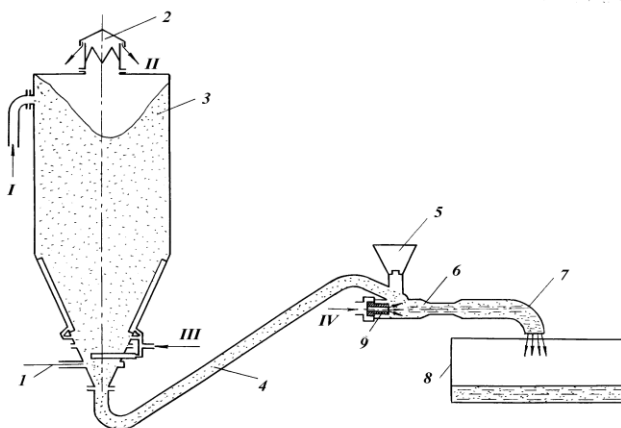


Рисунок 4.44 – Схема блока приготування промивальних рідин:

I – глинопорошок із автоцементовоза; II – надлишкове повітря; III – повітря для аерації; IV – вода від насоса; 1 – розвантажувальний пневматичний пристрій; 2 – повітряні фільтри; 3 – бункери; 4 – гумотканинні гофровані рукава; 5 – лійка; 6 – гідравлічний ежекторний змішувач; 7 – зливна труба; 8 – місткість; 9 – штуцер

Бункери призначені для зберігання і подачі в камеру змішувача порошкоподібних матеріалів (глинопорошків, бариту і т.д.). Порошкоподібні матеріали в них завантажують з бункерів автоцементовозів.

Для приготування промивальної рідини насосом подають дисперсійне середовище (наприклад, воду) в ежекторний гідрозмішувач через штуцер. Оскільки рідке середовище витікає із штуцера з великою швидкістю, то в камері змішувача виникає вакуум. Під дією вакууму порошкоподібний матеріал з бункера по рукаву поступає в камеру змішувача, де змішується з рідиною, і по зливній трубі направляється в місткість (порошок можна подавати і через лійку). Для рівномірного розподілу компонентів промивальної рідини по всьому об'єму в місткості (як і у всіх відстійниках циркуляційної системи) встановлено механічні лопатеві перемішувачі, які приводяться в дію за допомогою електродвигунів.

Приготовлена таким способом промивальна рідина нестабільна і містить значну кількість частинок твердої фази. Тому її прокачують у замкнутій системі

(місткість-буровий насос-місткість) протягом декількох циклів. За необхідності в промивальну рідину додають дисперсійне середовище для зниження умовної в'язкості.

Якщо промивальну рідину під час приготування необхідно обробити хімічними реагентами, то реагенти спочатку розчиняють у воді. Для цього місткість заповнюють розрахунковим об'ємом води, додають реагенти і ретельно перемішують за допомогою механічних перемішувачів або прокачують по замкнутій системі: місткість-насос-місткість. Після цього оброблену рідину подають в змішувач одночасно з подачею порошкоподібного матеріалу з бункера.

Для приготування промивальних рідин з порошкоподібних глин використовують ежекторні мішалки типу ГДМ-1 (рис. 4.45). Така мішалка складається із місткості для завантаження порошку, камери змішування з соплом, місткості та зварної рами, на якій змонтовано всі елементи. До камери змішування насосом через сопло подається вода (або промивальна рідина, густину якої треба збільшити) під тиском (2 – 3 МПа). Оскільки швидкість струменя на виході із сопла висока, то в камері змішування утворюється вакуум, внаслідок чого із місткості засмоктується порошок глини (або обважнювача). Порошок змішується з рідиною, а утворювана пульпа надходить в місткість. При вході в місткість потік пульпи ударяється в спеціальний башмак, і відбувається диспергування твердих частинок.

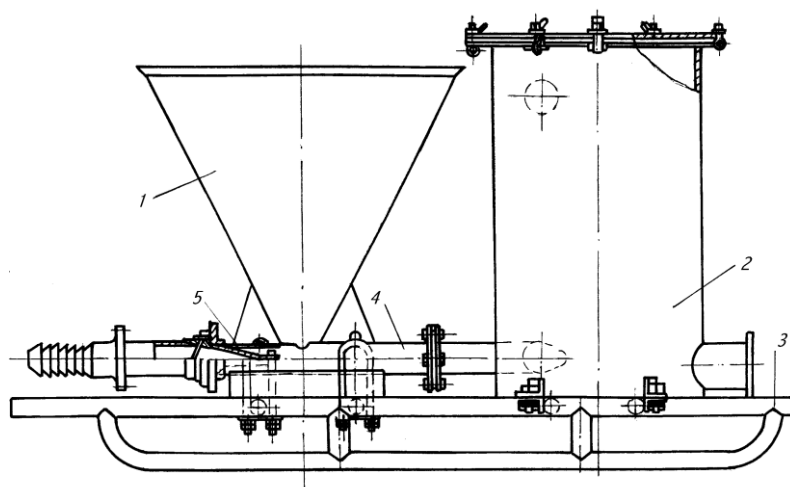


Рисунок 4.45 – Схема гідралічної мішалки ГДМ-1:

*1 – місткість для завантаження глинопорошка; 2 – місткість; 3 – зварна рама;
4 – камера змішування; 5 – сопло*

У міру підйому суспензії вгору по місткості швидкість її руху зменшується, великі частинки випадають на дно, а готова суспензія зливається в циркуляційну систему бурової через вихідну трубу у верхній частині місткості. Осад періодично видаляють через нижню зливну трубу.

На бурових широко застосовують механічні двовальні мішалки для приготування (періодично і безперервно), обважнення промивальних рідин, а також для приготування водних розчинів хімічних реагентів. У механічних глиномішалках розчини готують з грудкових (сирих) глин і глинопорошків.

4.6.6 Очищення бурових промивальних рідин

Промивальну рідину необхідно очищати від вибуреної породи, абразивних частинок, що містяться у вихідному матеріалі, а деколи і від надлишкової твердої фази. Це пов'язано з тим, що частинки вибуреної породи негативно впливають на технологічні властивості промивальної рідини. Крім того, наявність в рідині абразивних частинок значно погіршує показники роботи доліт, гідравлічних вибійних двигунів, умови руйнування породи на вибої.

Очищення промивальної рідини проводиться двома способами: гідравлічним і примусовим.

Гідравлічний спосіб очищення оснований на природному осіданні уламків вибуреної породи під дією сили тяжіння. При цьому способі рідина самостійно звільняється від уламків вибуреної породи, протікаючи по жолобній системі. Однак жолобна система не забезпечує достатнього ступеня очищення промивальної рідини.

При примусовому способі промивальна рідина очищається за допомогою спеціальних механізмів. Механізми, що застосовують для очищення, за принципом дії поділяють на пристрої, в яких:

а) уламки вибуреної породи відділяються під дією сили тяжіння (вібраційні сита, сепаратори);

б) уламки вибуреної породи відділяються під дією відцентрової сили (гідроциклони, центрифуги).

Основним механізмом в очисній системі для видалення з промивальної рідини великих фракцій частинок вибуреної породи є вібраційне сито. Найпростіше вібраційне сито являє собою металеву раму, встановлену за допомогою амортизаторів на міцній основі під певним кутом до горизонту. На рамі змонтоване решето з прогумованою поверхнею і натягнутою зверху сіткою з нержавіючого сталевого дроту, часто із спеціальним протиабразивним покриттям. У поперечному напрямку сітка розтягнута, а її бічні поверхні закріплено на прогумованих краях решета.

Рама приводиться в рух з частотою від 1000 до 2000 коливань за хвилину за допомогою електродвигуна через ексцентричний вал. Промивальна рідина поступає на вібруючу сітку через розподільник потоку (рис. 4.46).

Вібрації сприяють руйнуванню тіксотропної структури і зменшенню умовної в'язкості промивальної рідини, полегшують проціджування її через сітку і забезпечують переміщення великих частинок розбурюваної породи вздовж сітки. Звільнена від таких частинок промивальна рідина надходить в піддон, який встановлено під сіткою, а з нього у відстійник.

Широке застосування знайшли вібросита, в яких є дві-три сітки, розміщені одна за одною, а також сита з двома сітками, розміщеними одна під одною.

Найдосконаліші вібросита дозволяють вилучати частинки розміром 80 – 150 мкм.

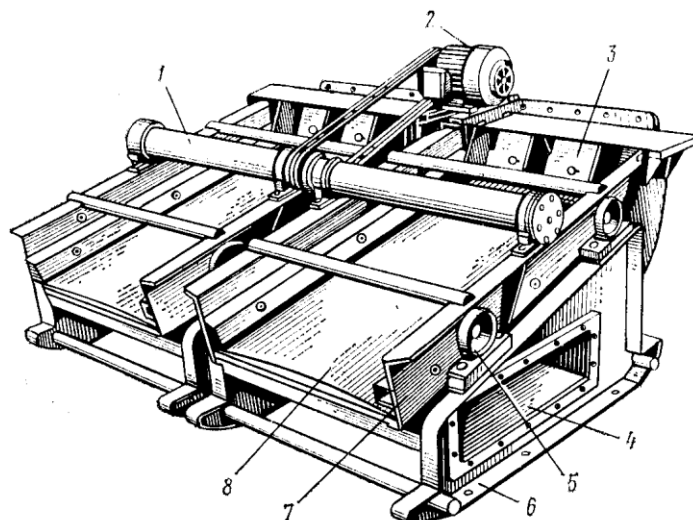


Рисунок 4.46 – Вібpaційне сито

Гідроциклон (рис. 4.47) складається з вертикального циліндра з тангенціальним увідним патрубком, конуса, зливної труби і регулювального пристрою з насадкою. Промивальну рідину з відстійника подають спеціальним відцентровим насосом через патрубок в циліндр під надлишковим тиском (0,2 – 0,3) МПа. Оскільки патрубок приварений до циліндра тангенціально, то промивальна рідина набуває в циліндрі обертового руху. Під дією відцентрової сили рідина розшаровується: найважчі частинки відкидаються до периферії, а найлегші концентруються ближче до центра, в середніх ділянках поперечного перерізу гідроциклону.

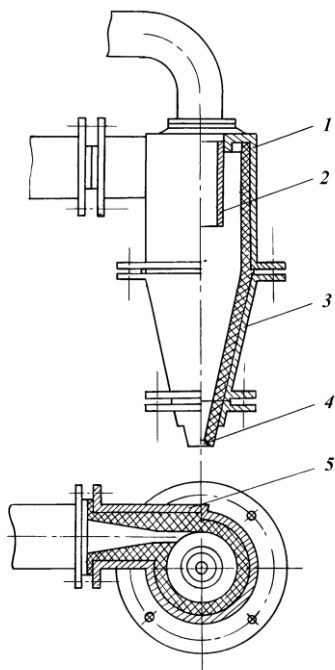


Рисунок 4.47 – Схема гідроциклону:

1 – вертикальний циліндр; 2 – зливна труба; 3 – конус; 4 – регулювальний пристрій з насадкою; 5 – тангенціальний увідний патрубок

Для очищення необважнених промивальних рідин застосовується триступенева система очищення: грубе очищення проводиться на віброситі, тонке очищення на піско- і муловіддільниках (рис. 4.48). При цій системі з промивальної рідини вилучається до 80 – 90 % частинок розбурених порід, а деколи і більше.

Технологія очищення необваженого бурового розчину за триступеневою системою це низка послідовних операцій. Буровий розчин зі шламом після виходу із свердловини піддається на першому ступені грубому очищенню на віброситі та збирається в місткості. Із місткості відцентровим насосом розчин подається в батарею гідроциклонів пісковіддільника, де з розчину видаляються частинки піску. Очищений від піску розчин поступає через верхню зливну трубу в місткість, а пісок скидається у відвал.

З місткості відцентровим насосом розчин подається для остаточного очищення в батарею гідроциклонів муловіддільника. Після відділення частинок мула очищений розчин прямує в приймальну місткість бурових насосів, а мул скидається у відвал.

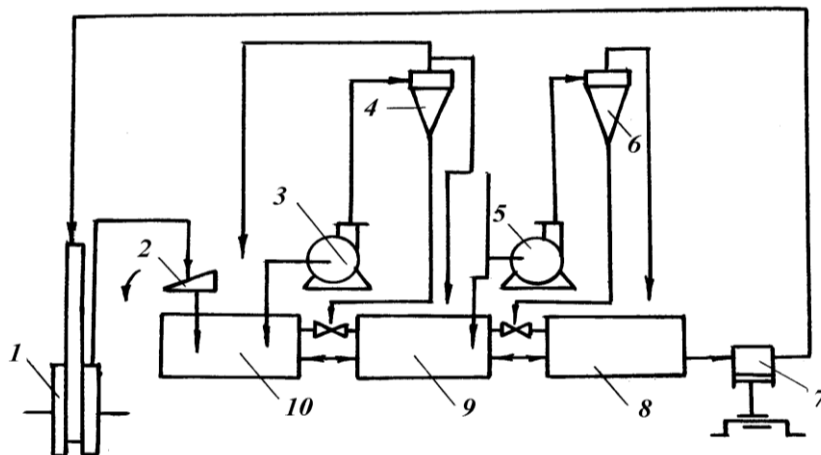


Рисунок 4.48 – Схема триступеневого очищення промивальної рідини:

*1 – свердловина; 2 – вібросито; 3, 5 – відцентрові насоси; 4 – пісковіддільник;
6 – муловіддільник; 7 – буровий насос; 8 – місткість муловіддільника;
9 – місткість пісковіддільника; 10 – місткість вібросита*

Для очищення обважнених промивальних рідин, як правило, використовують тільки вібросита, оскільки в гідроциклонах разом з частинками породи видаляються частинки обважнювача розміром більшим ніж 15 мкм.

Якщо при бурінні існує небезпека інтенсивних газопроявлень, то в систему очищення включають газовий сепаратор або дегазатор, які призначені для видалення газу з промивальної рідини.

4.7 ОБЛАДНАННЯ УСТЯ СВЕРДЛОВИНИ

Устьове обладнання призначене для обв'язки всіх опущених у свердловину обсадних колон, контролю за станом міжтрубного простору, керування свердловиною при виникненні ускладнень і буріння з продувкою вибою газоподібними агентами або аерованими буровими розчинами.

Устьове обладнання включає колонну головку, кількість секцій якої на одиницю менше кількості опущених у свердловину від поверхні обсадних колон, превенторну установку, зливу воронку із швидкознімним жолобом.

Обладнання устя свердловини забезпечує:

- герметизацію виходу із свердловини при опущеній (або відсутній) колоні труб;
- циркуляцію промивального агента за прямою і (або) зворотною схемами;
- підтримання надлишкового тиску на усті при бурінні в умовах рівноваги вибійного і пластового тисків;
- перерізування опущеної у свердловину колони труб та підвішування на усті частини, залишеної у свердловині;
- спорожнення свердловини з регульованою витратою потоку на виході.

Основні вимоги до устьового обладнання:

- колонні головки, превентори та інші елементи повинні мати мінімальну висоту;
- розміри приєднувальних фланців колонних головок та превенторів мають бути узгодженими з урахуванням послідовного встановлення на усті секцій колонних головок і противикидного обладнання (ПВО) на більш високий робочий тиск, ніж при бурінні попереднього інтервалу;
- прохідні отвори фланців мають забезпечувати підвішування опущеної обсадної колони на клинову підвіску без демонтажу ПВО;
- мають бути узгоджені характеристики міцності устьового обладнання і обсадних колон, на які воно встановлюється.

4.7.1 Колонні головки

Колонні головки призначені для обв'язки обсадних колон з метою їх підвіски, герметизації затрубного простору між колонами і контролю тиску в ньому.

Секції колонної головки встановлюють на усті свердловини послідовно у міру спуску і цементування обсадних колон. Підбір секцій колонної головки здійснюють з урахуванням очікуваних пластових тисків в інтервалах буріння під наступну колону. На них встановлюють відповідне ПВО.

Основний експлуатаційний параметр колонних головок – робочий тиск вибирається з такого параметричного ряду: 14, 21, 35, 70, 105, 140 МПа. У колонних головках застарілих моделей додатково до зазначених фігурує значення 50 МПа. Відповідно до конструктивного виконання устаткування має рівнозначні назви – «колонні головки» та «обладнання обсадних колон».

Колонні головки муфтового типу (ГКМ) призначені для обв'язки двох (10 типорозмірів) (рис. 4.49), трьох (13 типорозмірів) і чотирьох (2 типорозміри) обсадних колон. ГКМ згідно з чинним стандартом на час розробки цих колонних головок розраховані на робочі тиски відповідно 12,5 МПа; 20 МПа; 32 МПа і 50 МПа. Конструкції ГКМ для обв'язки трьох та більше обсадних колон відрізняються від наведеної на рис. 4.49 кількістю проміжних секцій.

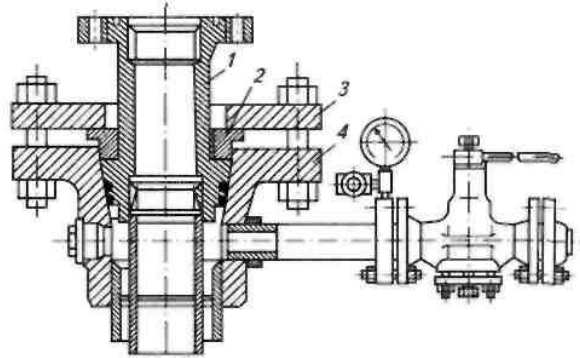


Рисунок 4.49 – Схема колонної головки муфтового типу для обв'язки двох обсадних колон:

1 – муфта; 2 – втулка; 3 – натискний фланець; 4 – корпус

Колонні головки клинового типу (ГКК) (рис. 4.50, 4.51) найповніше відповідають вимогам до устьового обладнання. їх широко використовують у вітчизняній та зарубіжній практиці.

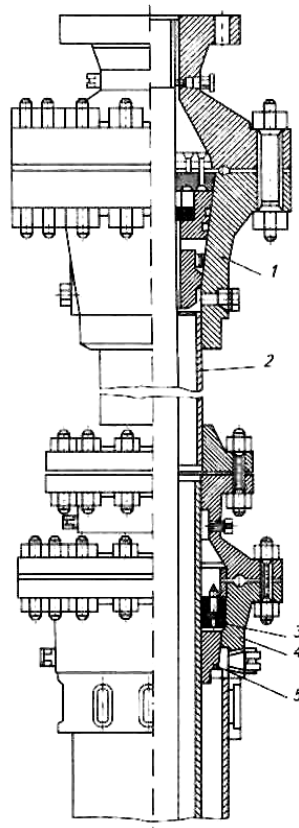


Рисунок 4.50 – Схема колонної головки клинового типу 5ГКК-500×168×273×426:

1, 4 – секції головки; 2 – патрубок; 3 – пакер; 5 – клинова підвіска

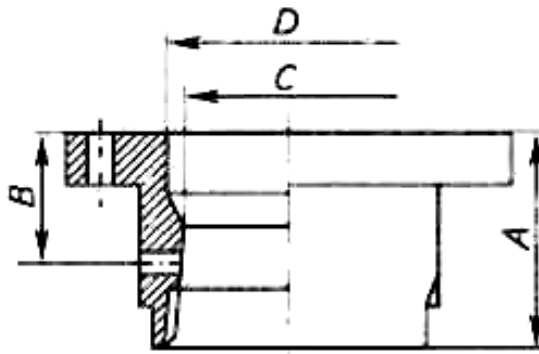


Рисунок 4.51 – Схема корпусу нижньої секції колонної головки

4.7.2 Превентори

Для герметизації устя свердловини використовують плашкові, універсальні, обертові та універсально-обертові превентори.

Плашковий превентор ППГ (рис. 4.52) призначений для герметизації устя свердловини за наявності або відсутності колони труб у свердловині.

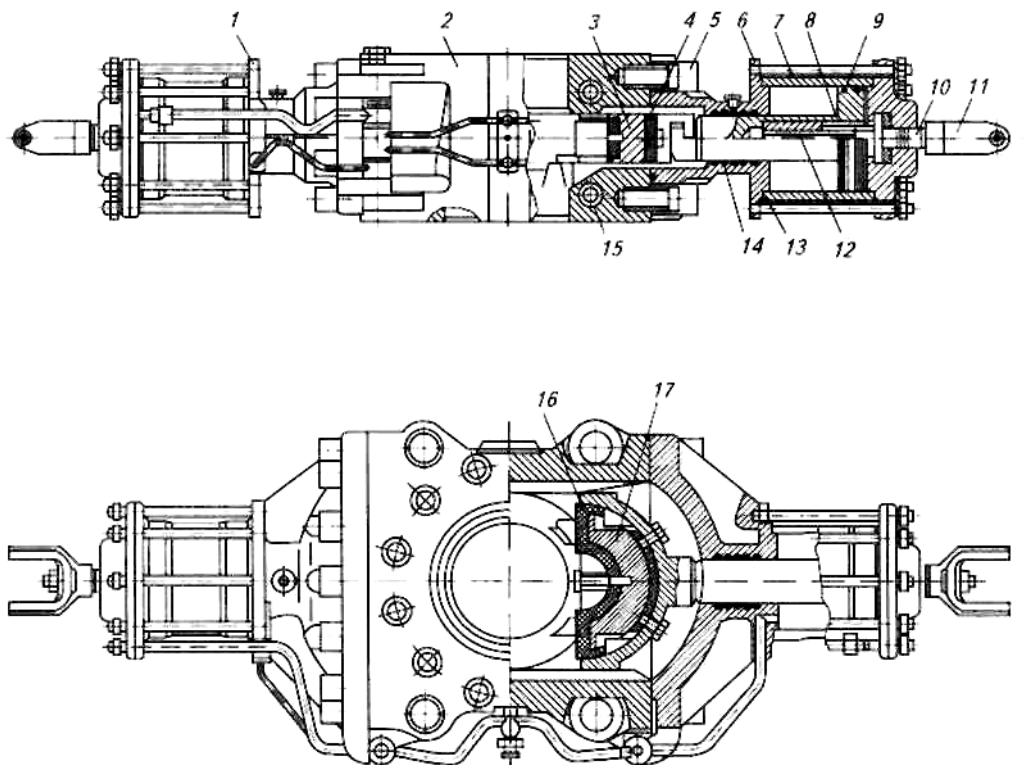


Рисунок 4.52 – Схема плашкового превентора ППГ:

1, 6 – кришки; 2 – корпус превентора; 3 – корпус плашки; 4 – ущільнення плашки;
5 – гвинти; 7 – гідравлічний циліндр; 8 – поршень; 9, 13, 14 – гумові ущільнюючі
кільця; 10 – шліцьовий валик; 11 – вилка; 12 – проміжна різьбова втулка; 15 – паропроводи;
16 – гумовий ущільнювач; 17 – каркас плашки

Основними напрямками вдосконалення плашкових превенторів є:

– багатоярусне (дво- і триярусне) виконання, тобто два або три плашкових превентори виконуються в єдиному суцільному корпусі;

- знімні (замінні) кільцеві елементи ущільнення контакту з торцевими поверхнями плашок;
- автоматичне блокування плашок у закритому стані;
- відмова від хрестовин та трійників у стовбурній збірці, виконання відводів безпосередньо із корпусів превенторів;
- комплектація універсальними (багаторозмірними) плашками.

Ці напрями передбачають зменшення вертикальних габаритів стовбурної збірки, підвищення ремонтпридатності та довговічності превенторів і надійності герметизації устя свердловини.

Універсальні превентори герметизують устя свердловини за наявності та відсутності колони труб.

Вони також дозволяють провертати бурильну колону і протягувати труби з муфтами і бурильними замками, зберігаючи герметичність.

Ці превентори мають високий ступінь надійності в роботі.

На рис. 4.53 наведено універсальний превентор. До його складу входять: кришка корпусу 1, ущільнювач 2, корпус превентора 3, плунжер 4, трубки для підведення робочої рідини 5, верхня запірна камера 6, нижня запірна камера 7.

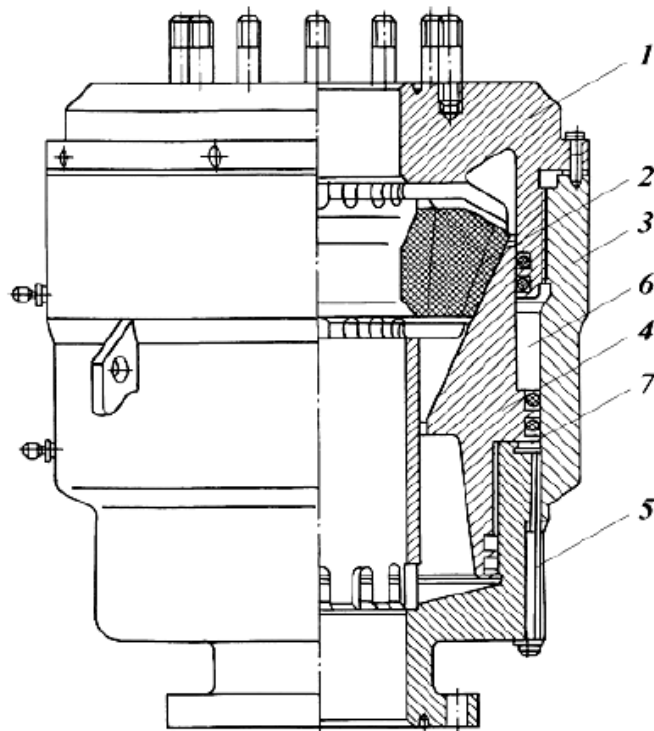


Рисунок 4.53 – Універсальний превентор ПУГ 230×320

Превентор обертовий призначений для герметизації кільцевого зазора між устям свердловини та бурильною колоною, а також для забезпечення можливості обертання бурильної колони при герметизованому усті. У складі ПВО обертовий превентор використовують при роторному бурінні з очищенням вибою газоподібними агентами або аерованими буровими розчинами, а також при зворотній циркуляції або розкритті пластів з високими тисками.

На рис. 4.54 наведено обертовий превентор компанії «N.L. Shaffer». До його складу входять: корпус 1, замок швидкознімної кришки 2, швидкознімна кришка 3, манжетне ущільнення 4, обертовий вузол 5, обертова втулка 6, патрон під робочу трубу 7, подвійний роликівий підшипник 8, відповідний патрубок для бурового розчину 9, з'єднання для лінії доливу 10, ущільнювачі 11.

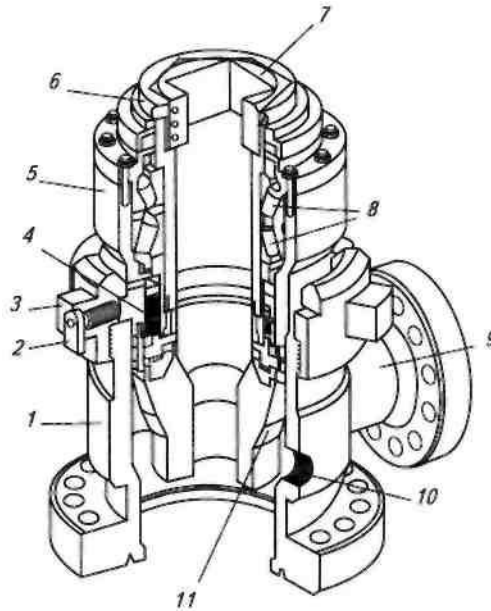


Рисунок 4.54 – Схема обертового превентора

Компанія випускає герметизуючі головки, розраховані на тиск 14 – 21 МПа, з гідравлічним або пневматичним керуванням. В основному їх використовують на установках примусового спуску труб у свердловину.

4.7.3 Типові схеми противикидного обладнання

Противикидне обладнання включає стовбурну збірку превенторів, маніфольд (лінії дроселювання і глушіння), станцію керування, пульт дроселювання, трапно-факельну установку та деякі інші елементи. ПВО має з'єднуватися з циркуляційною системою бурової установки. Конструкції зливної воронки та швидкознімного жолоба мають забезпечити витікання із свердловини бурового розчину в циркуляційну систему та оперативний демонтаж жолоба з устя без електрозварювальних робіт.

Основні вимоги до монтажу ПВО:

- усі з'єднання труб із фланцями мають бути різьбовими за стандартами для трубних різьб, зварювальні з'єднання забороняються;
- фланцеві з'єднання необхідно ущільнювати тільки металевими кільцями;
- штурвали від превенторів мають бути виведені за межі габаритів основи під вишку та встановлені в місцях зі зручними виходами до них;

– усі нагнітальні лінії та решта відводів від превенторів мають бути закріплені до спеціальних забетонованих якорів.

Схема відрізняється компонованням противикидного обладнання, яке залежить головним чином від тиску в стовбурі свердловини.

Так, на рис. 4.55 наведено просту схему компоновання, яка включає плашковий превентор 1, устєву хрестовину 2, засувку з ручним керуванням 3, манометр 4, регульований дросель 5 з ручним керуванням і відбійник 6.

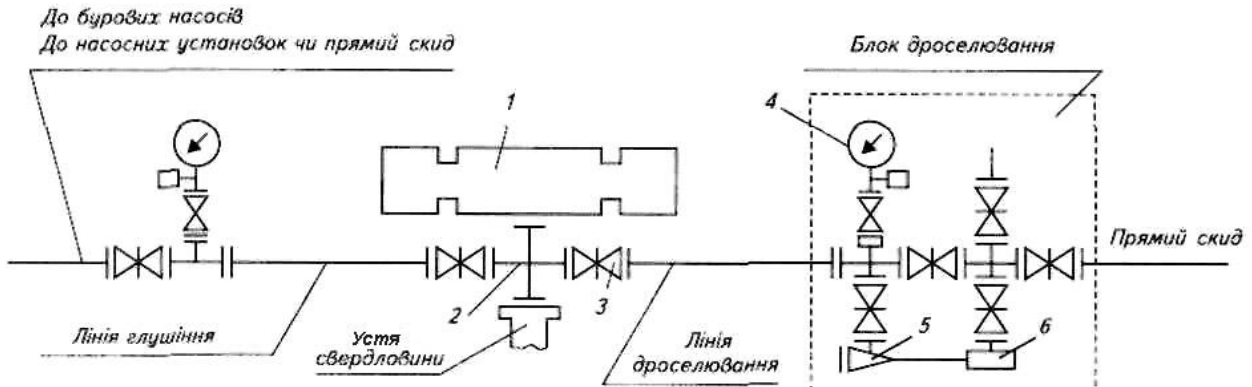


Рисунок 4.55 – Типова схема 1 противикидного обладнання

Для великих тисків використовується схема (рис. 4.56), що включає три плашкових превентори 6, засувку з гідравлічним керуванням 7, устєву хрестовину 4, манометр 8, кільцевий превентор 5, дросель регульований з ручним керуванням 9, засувку з ручним керуванням 10, відбійник 11, допоміжний пульт 1, станцію гідроприводу 2, зворотний клапан 3, регульований дросель з гідравлічним керуванням 13 та пульт керування гідроприводним дроселем 12.

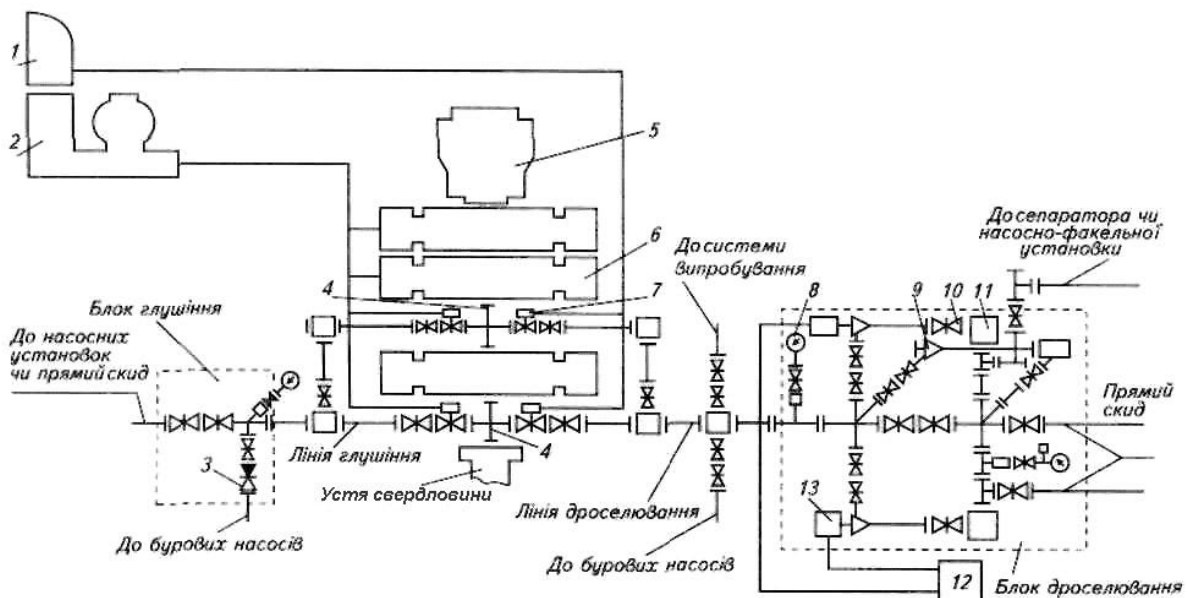


Рисунок 4.56 – Типова схема противикидного обладнання

Маніфольд призначений для обв'язки компоновки превенторів для керування свердловиною при газонафтоводопроявах. Маніфольд складається з блока дреселювання і блока глушіння.

В американській практиці залежно від очікуваних тисків у ПВО використовують різні стовбурні збірки, які можуть включати універсальний превентор, один або більше плашкових превенторів та перехідну котушку (хрестовину).

Превентори треба вибирати з вертикальним прохідним отвором такого діаметра, який дозволяє утворити стовбур свердловини для спуску обсадної колони. За деякими експлуатаційними умовами плашкові превентори мають забезпечити можливість підвішування в них колон труб. Робочий тиск має бути не меншим за очікуваний максимальний тиск на усті, тиск розриву обсадної колони або тиск розриву порід біля її башмака.

Стандарт АНІ «API St6A» визначає робочі тиски, фланцеві з'єднання, тиски при заводських випробуваннях, матеріали, розміри прохідних отворів і маркування превенторів. За стандартом допускається багато варіантів стовбурних збірок (превенторних блоків).

4.7.4. Системи керування противикидним обладнанням

Превентори і засувки відкривають та закривають з основного і допоміжного пультів. На рис. 4.57 наведена схема системи гідравлічного керування превенторами і засувками маніфольда ГУП-100 Бр-2.

Основний пульт призначений для керування комплексом ПВО з безпечного місця поза буровою. Усі вузли змонтовано на загальній рамі і являють собою компактний габаритний транспортабельний блок.

Допоміжний пульт призначений для керування комплексом ПВО безпосередньо з робочого місця бурильника. Пульт складається з корпусу, двох розподільників, регулюючого клапана, фільтра, манометрів, блокувального циліндра і трубопроводів. З пульта здійснюють закриття двох плашкових превенторів, відкриття засувок маніфольда, закриття і відкриття універсального превентора.

Пневмогідроаккумулятор призначений для накопичення енергії шляхом стиснення газу для зменшення часу на операції «закриття – відкриття» превенторів і засувок маніфольда та забезпечення роботи установки при відключенні електроенергії на буровій. Об'єм пневмогідроаккумулятора 405 дм³, робочий тиск 10 МПа, пробний тиск 12,5 МПа, маса без робочого середовища 686 кг.

Розподільники слугують для оперативного керування превенторами і засувками.

Ручний привод використовують як аварійний для закриття плашкових превенторів у разі відсутності електроенергії при розрядженому акумуляторі, а також для фіксації у закритому положенні плашок.

У зарубіжній практиці керування ПВО здійснюють за допомогою дистанційного пульта, який входить до складу загальної гідравлічної системи

керування. Він закриває кожний превентор через систему трубопроводів і розподільні клапани дистанційного керування. Допоміжний пульт керування звичайно монтують на основі, а основний розміщують на безпечній відстані від бурової вишки.

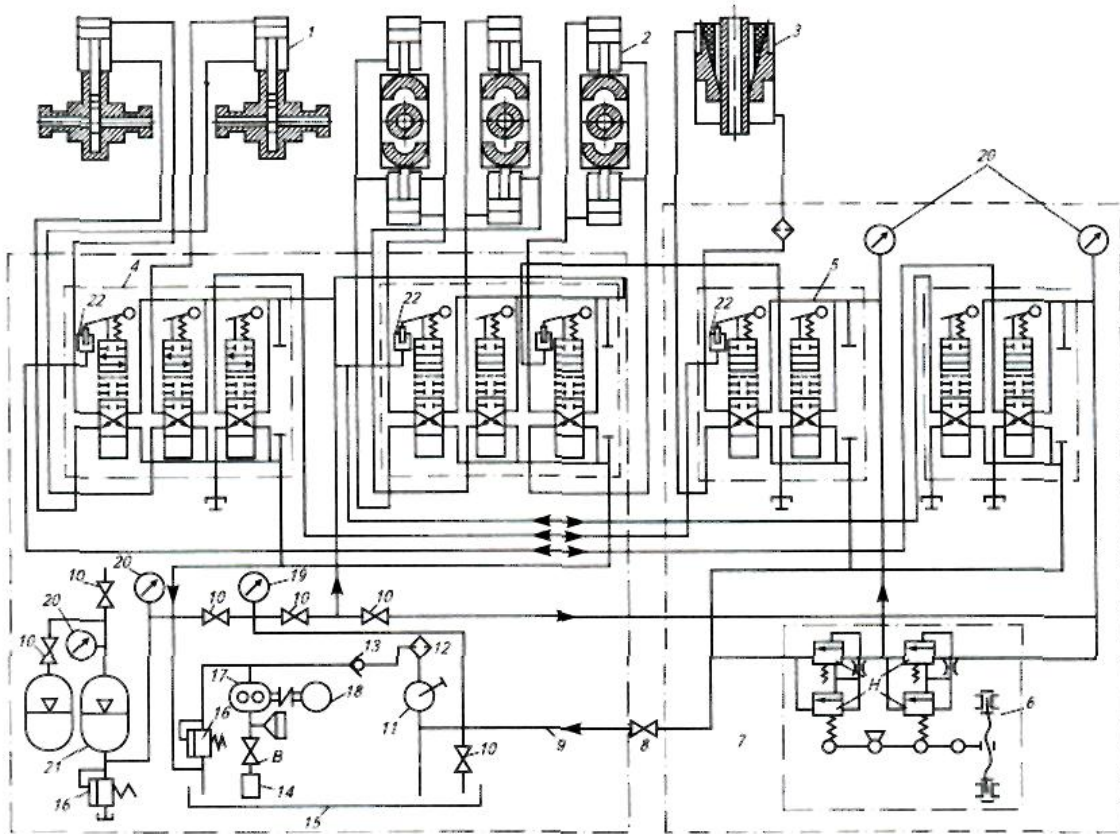


Рисунок 4.57 – Схема системи гідравлічного керування ПВО:

- 1 – засувка маніфольда; 2 – плашковий превентор; 3 – універсальний превентор;
 4, 5 – гідравлічні розподільники; 6 – регулюючий клапан; 7 – допоміжний пульт;
 8 – муфтовий кран; 9 – основний пульт; 10 – вентиль; 11 – ручний насос; 12 – фільтр;
 13 – зворотний клапан; 14 – сітчастий фільтр; 15 – масляний бак; 16 – запобіжний клапан;
 17 – шестеренний насос; 18 – електродвигун; 19 – електроконтактний манометр;
 20 – манометр; 21 – пневмогідроакумулятор; 22 – муфта

На рис. 4.58 наведена типова схема керування превенторами, до складу якої входять основні елементи: батарея акумуляторів, насоси, резервуар з рідиною, маніфольд і система трубопроводів для підведення рідини до відповідного об'єкта керування.

Система гідравлічного керування ПВО для підвищення надійності оснащується трьома приводами – джерелами енергії:

- від електродвигуна – основний привод;
- від пневмосистеми керування бурової установки (через пневмоприводні прямодіючі насоси) – резервний привод;
- ручний привод (через плунжерний насос) – аварійний.

Батарея пневмогідроакумуляторів представлена балонами високого тиску, заповненими під тиском газом і рідиною, які розділені гумовотканевою

діафрагмою. Як рідину використовують мінеральні мастила або воду з антикорозійними домішками.

Насоси з пневмо- або електроприводом застосовують для нагнітання рідини з резервуара в батарею акумуляторів для досягнення робочих значень тиску.

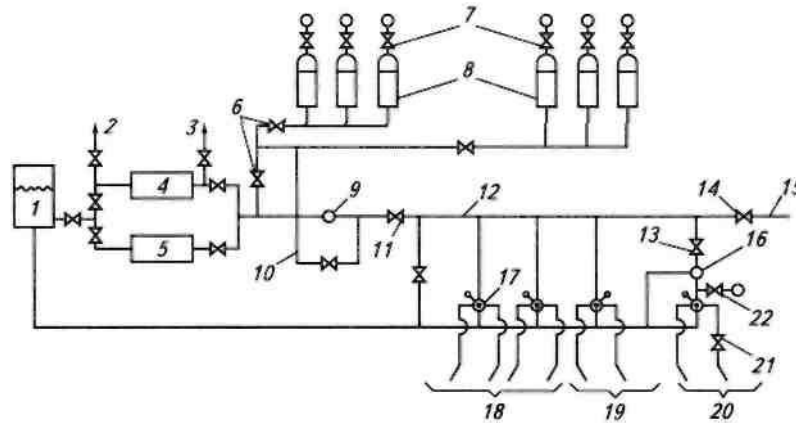


Рисунок 4.58 – Типова схема керування комплексом ПВО:

- 1 – резервуар з рідиною; 2 – лінія контролю тиску рідини; 3 – лінія до запобіжного клапана; 4, 5 – насоси; 6, 14 – повнопрохідні засувки; 7, 22 – крани триходові та манометри; 8 – батарея акумуляторів; 9, 10 – регулятор тиску (10, 3 – 31 МПа) і обвідна лінія відповідно; 11, 13 – зворотні клапани; 12, 15 – лінії з'єднання для другого насоса; 16 – регулятор тиску (0 – 10 МПа); 17 – чотириклапанний кран; 18 – напрями до плашкових превенторів; 19 – напрями до лінії дроселювання; 20 – напрями до універсального превентора; 21 – конічний вентиль (в лінії закриття універсального превентора слугує для відсікання тиску закриття превентора)

На рис. 4.59 наведено типові схеми паралельних систем пневмоелектропривода і електропривода для живлення нагнітальних насосів.

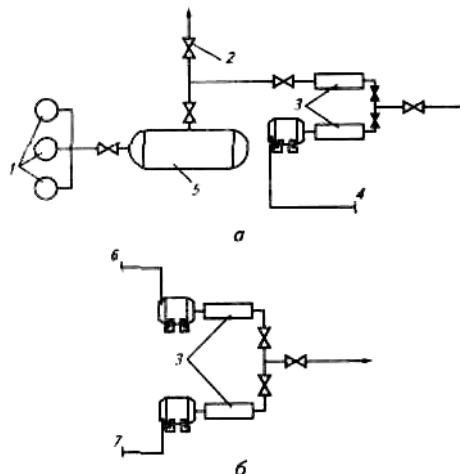


Рисунок 4.59 – Типові схеми паралельних систем пневмоелектропривода (а) та електропривода (б) насосів вузла керування комплексом ПВО:

- 1 – компресори; 2 – зворотний клапан; 3 – насоси; 4, 6, 7 – лінії підведення енергії від незалежного джерела; 5 – ресивер

Резервуар містить необхідну для роботи системи рідину. Об'єм резервуара має дорівнювати подвійному об'єму рідини, необхідної для зарядження акумуляторів.

Маніфольд (рис. 4.59) забезпечує підведення робочої рідини для відкриття і закриття превенторів. Трубопроводи виготовлені з безшовних сталевих труб із робочим тиском до 35 МПа.

4.8 КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

4.8.1 Мета та способи кріплення свердловин

У процесі буріння розкривають гірські породи, які відрізняються між собою літологічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем насиченості та видом пластового флюїду. Поряд зі стійкими породами, стовбур свердловини в яких може тривалий час залишатися незакріпленим, зустрічаються нестійкі та слабозцементовані породи, які легко осипаються, руйнуються або спучуються зразу ж після розбурювання. Нестійкі породи особливо часто зустрічаються на відносно невеликих глибинах, а також у зонах тектонічних порушень. Щоб запобігти порушенню стійкості стінок свердловини стовбур її необхідно укріплювати.

Кріплення свердловини проводять з метою:

- створення герметичного і довговічного каналу, який би забезпечив транспортування рідин і газів з пласта на денну поверхню або в протилежному напрямку;
- закріплення стінок свердловини, які складені нестійкими породами;
- ізоляції нафто-, газо- і водоносних пластів один від одного і денною поверхнею;
- створення умов для монтування на усті свердловини противикидного і експлуатаційного обладнання.

Найрозповсюдженішим способом кріплення свердловин і розмежування проникних горизонтів є спуск обсадних колон, складених із спеціальних труб, що називаються обсадними, і цементування простору між колоною труб і стінкою свердловини. Для розмежування горизонтів з різними коефіцієнтами аномальності пластових тисків, а також для запобігання газонафтоводопроявленню з горизонтів з підвищеними коефіцієнтами аномальності використовують також пакери. Іноді для тимчасового кріплення окремих ділянок стовбура свердловини удаються до встановлення цементних мостів або обробки стінок свердловини розчинами хімічних речовин, заморожування тощо.

4.8.2 Обсадні труби та їх з'єднання

Обсадну колону компонують із сталевих суцільнокатаних труб, які з'єднуються між собою за допомогою різьби або зварки. Обсадні труби для

нафтових і газових свердловин виготовляють відповідно до існуючих стандартів.

За конструкцією всі труби можна умовно поділити на дві групи. Основну групу складають труби, виготовлені у вигляді пустотілого циліндра круглого поперечного перерізу з постійною по довжині товщиною стінки (рис. 4.60 а, б). До другої групи належать труби, виготовлені у формі циліндра, потовщеного на одному кінці назовні (рис. 4.60 в).

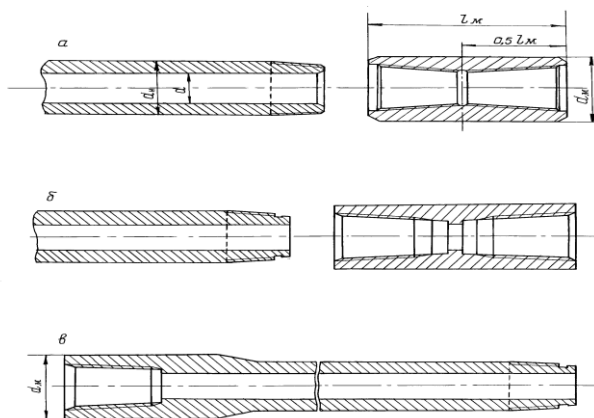


Рисунок 4.60 – Схема обсадних труб та їх з'єднань:

а – труба з муфтовим з'єднанням та різьбою трикутного чи трапецієвидного профілю; б – труба з муфтовим з'єднанням підвищеної герметичності трапецієвидного профілю; в – труба з одним потовщеним кінцем, безмуфтовим з'єднанням підвищеної герметичності і трапецієвидною різьбою

Труби з постійною по довжині товщиною стінки з'єднують між собою за допомогою муфт. Для цього кінцям кожної труби спеціальною обробкою надають форму зрізаного конуса з нахилом твірної до осі під кутом $1^{\circ} 47' 24''$; подвоєний тангенс цього кута (конусність) дорівнює 1:16. На конічних поверхнях нарізають різьбу спеціального профілю.

Труби з потовщеними кінцями з'єднують між собою без муфт (рис. 4.60, в). Для цього зовнішню поверхню нормального і внутрішню поверхню потовщеного кінця обробляють на конус і на конічних поверхнях нарізають різьби спеціального профілю з конусністю 1:16. Труби з'єднують згвинчуванням труба в трубу.

Стандартом передбачено випуск п'яти різновидностей з'єднань обсадних труб:

- з короткою трикутною різьбою;
- з подовженою трикутною різьбою;
- з трапецієвидною різьбою (ОТТМ);
- високогерметичні з трапецієвидною різьбою (ОТТГ);
- високогерметичні безмуфтові з'єднання з трапецієвидною різьбою (ТБО).

4.8.3 Умови роботи обсадних колон у свердловині

Умови роботи обсадних колон залежать від виду колони, періоду її експлуатації та призначення свердловини. Навантаження, що діють на обсадну колону в процесі будівництва й експлуатації, змінюються.

При спуску обсадної колони в свердловину на неї діють такі навантаження:

- розтягальна сила від власної ваги колони (максимальна в місці її підвішування);
- виштовхувальна (архімедова) сила тиску рідини;
- зовнішній і внутрішній статичні тиски;
- сили взаємодії труб із стінкою свердловини;
- інерційні сили;
- гідродинамічні сили, що виникають в результаті руху витсненої колоною рідини;
- згинальний момент у місцях викривлення свердловини та інші.

При цементуванні свердловини на колону діють ті ж сили, що і при спуску, але величина деяких з них суттєво змінюється.

У процесі буріння проміжні колони і кондуктор зношуються в результаті спускопідіймальних операцій і обертання бурильної колони.

У період експлуатації змінюються температура і тиск, зовнішня і внутрішня поверхні обсадних колон піддаються корозії. Внутрішня поверхня експлуатаційної колони зношується при підземних і капітальних ремонтах свердловини.

При проектуванні обсадних колон враховують такі основні навантаження:

- зовнішній надлишковий тиск, який досягає максимальних значень, як правило, на кінцевій стадії експлуатації;
- внутрішній надлишковий тиск, який досягає найбільших значень у початковій стадії роботи свердловини (освоєння, опресовка колони, цементування);
- розтягальна сила від власної ваги.

4.9 ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

4.9.1 Мета та способи цементування свердловин

Цементуванням називають процес заповнення заданого інтервалу свердловини суспензією в'язучих матеріалів, здатної загустівати у стані спокою і перетворюватися на тверде, практично непроникне тіло.

При будівництві свердловини цементування проводять з метою:

- ізоляції проникних горизонтів один від одного після первинного розкриття і попередження перетоків пластових флюїдів по заклонному простору;
- утримання у підвішеному стані обсадної колони;
- захисту обсадної колони від дії агресивних пластових флюїдів, здатних кородувати її зовнішню поверхню;
- ліквідації дефектів у кріпленні свердловини;
- створення розмежувальних екранів, які перешкоджають обводненню свердловини;
- створення високоміцних мостів у свердловині, здатних сприймати великі осьові навантаження;

- ізоляції поглинальних горизонтів;
- закріплення стінок свердловини в породах, що осипаються;
- зменшення передачі тепла від потоку, що рухається колоною труб у свердловині, до прилеглих порід;
- герметизації устя у разі ліквідації свердловини.

Способи цементування поділяють на три групи:

- первинне цементування;
- вторинне (ремонтно-виправне) цементування;
- установлення розділяючих цементних мостів.

Первинне цементування здійснюють безпосередньо після спуску у свердловину обсадної колони і проводять з метою розмежування проникних пластів один від одного і захисту зовнішньої поверхні обсадної колони від корозії, а також підвищення стійкості стінок свердловини. Існує декілька способів первинного цементування: одноступінчастий, ступінчастий, зворотний, манжетний, цементування потайних колон та секцій обсадних колон.

4.9.2 Тампонажні матеріали, їх класифікація

Тампонажними називають матеріали, які при змішуванні з водою або водними розчинами солей утворюють суспензії, здатні в умовах свердловини з часом перетворюватися в практично непроникне тверде тіло.

Для цементування в нафтових, газових та глибоких свердловинах іншого призначення як базові в'язучі можуть використовуватися різні тампонажні матеріали: портландцемент (ПЦТ), металургійні шлаки, глиноземисті та гіпсоглиноземисті цемента, гіпсові в'язучі речовини, органічні й органічно-мінеральні матеріали на основі полімерів та їх композиції.

Виробництво та випробування тампонажних цементів здійснюється згідно з державними стандартами України: ДСТУ Б В.2.7-86-99. Цементи тампонажні. Методи випробувань; ДСТУ Б В.2.7-87-99. Цементи тампонажні типів I-G та I-H. Методи випробувань; ДСТУ Б В.2.7-88-99. Портландцементні тампонажні. Технічні умови.

За речовинним складом цемента поділяють на такі типи:

- тип I – тампонажний портландцемент бездобавочний;
- тип I-G – тампонажний портландцемент бездобавочний з нормованими вимогами при водоцементному відношенні, що дорівнює 0,44;
- тип I-H – тампонажний портландцемент бездобавочний з нормованими вимогами при водоцементному відношенні, що дорівнює 0,38;
- тип II – тампонажний портландцемент з мінеральними добавками;
- тип III – тампонажний портландцемент із спеціальними добавками, які регулюють густину цементного тіста.

4.9.3 Властивості тампонажного матеріалу, розчину та каменю

4.9.3.1 Властивості сухого тампонажного матеріалу

1. Густина. Під густиною тампонажного цементу, що містить у своєму складі частинки різної густини, розуміють середньозважену густину речовин, які входять до його складу.

За густиною можна наближено визначити вид цементу. Тампонажний портландцемент, який не містить у собі домішок, має густину $3100 - 3200 \text{ кг/м}^3$. Якщо в цементі містяться мінеральні домішки, його густина зменшується до $2800 - 2900 \text{ кг/м}^3$, а при більшому вмістові мінеральних домішок (більше 20 %) густина може знизитись до 2700 кг/м^3 .

Застосовують різні способи визначення густини твердих мінералів. Для порошкоподібних матеріалів одним з найпростіших методів є визначення густини за допомогою волюметра Ле-Шательє-Кандло (рис. 4.61). Точніше густину цементу та інших матеріалів можна визначити пікнометричним способом.

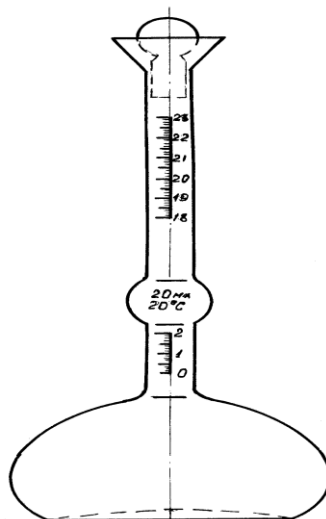


Рисунок 4.61 – Волюметр Ле-Шательє-Кандло

2. Дисперсність або так званий ступінь подрібнення (тонкість помелу) – важлива характеристика цементного порошку. Від неї залежить величина поверхні, на якій проходить реакція гідратації.

Існує багато різних способів визначення дисперсності порошку. До найпростіших належить ситовий аналіз, при якому порошок просіюється за допомогою набору сит на ряд фракцій з вужчим діапазоном частинок і визначається процентний вміст цих фракцій. Недоліком цього методу є трудність розділення на окремі фракції частинок розміром менше $0,05 \text{ мм}$.

При виробництві цементу для характеристики тонкості помелу не застосовують повний ситовий аналіз, а проводиться просівання цементу на дві фракції через сито з розміром отворів $0,08 \text{ мм}$. Виробничий контроль за тонкістю помелу ведеться за одним параметром – залишком фракцій на ситі розміром 008 , який не має перевищувати (10 – 15 %) для різних типів цементу.

3. Питома поверхня порошку – це сумарна поверхня всіх частинок, які знаходяться в одиниці маси порошку. Питома поверхня тампонажних матеріалів залежить від тонкості подрібнення (гранулометричного складу), речовинного складу, способу подрібнення і способу виміру питомої поверхні. Величина питомої поверхні тампонажних портландцементів, заміряної методом повітропроникності (за величиною опору при проходженні повітря через шар порошку), коливається в широких межах залежно від вмісту добавок.

Згідно з ДСТУ Б В.2.7-88-99 питома поверхня для різних типів цементу має бути не менша: 270 м²/кг – ПЦТ типів I і II для низьких і нормальних температур; 250 м²/кг – ПЦТ типів I і II для помірних і підвищених температур; 230 м²/кг – ПЦТ типу III поважчені для помірних і підвищених температур.

Від питомої поверхні твердої фази залежить водоутримувальна здатність, рухомість та багато інших властивостей цементного розчину.

4. Об'ємна (насіпна) маса – це маса порошку, який вміщується в місткості об'ємом 1 м³. Ця величина не постійна і залежить від складу, ступеня дисперсності (тонкості помелу) і ступеня ущільнення.

За допомогою насипної маси можна розрахувати кількість матеріалу (його масу) при об'ємному дозуванні, наприклад, кількість матеріалу (масу) у стандартному паперовому мішку або бункері цементо-змішувальної машини. Об'ємна маса може бути визначена як у пухкому стані, так і в ущільненому. Для визначення об'ємної маси використовують прилад, зображений на рис. 4.62.

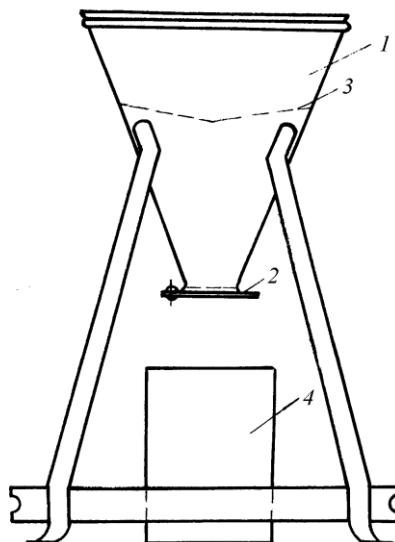


Рисунок 4.62 – Прилад для визначення об'ємної (насіпної) маси:

1 – лійка; 2 – засувка; 3 – сито; 4 – металева літрова посудина

Стандартний тампонажний портландцемент має насипну масу в пухкому стані 1000 – 1200 кг/м³, а в ущільненому – 1500 – 1800 кг/м³.

4.9.3.2 Властивості тампонажного розчину

При змішуванні порошкоподібного портландцементу з рідиною утворюється суспензія тієї чи іншої концентрації, яка характеризується водоцементним відношенням (W) – відношення маси води (або іншої рідини для замішування) до маси цементу (твердої фази тампонажного розчину).

Для гідратації тампонажного цементу достатньо 20 – 25 % води від його маси. Але при такому водовмісті цементне тісто густе і тому приймають $W = 0,45 - 0,5$. Для полегшених цементних розчинів характерний більший водовміст – до 2,1 (цементний гель), а для обважнених – менший (0,3 – 0,45).

Із властивостей тампонажного розчину найбільше значення мають густина, рухомість, водоутримувальна здатність (фільтраційні властивості) і швидкість переходу із рідкого стану в твердий (швидкість тужавіння).

Густина тампонажного розчину визначається густинами речовин або матеріалів, що входять до його складу, та їх кількісним співвідношенням.

Без використання спеціальних домішок для зниження або підвищення густини можна приготувати тампонажний розчин густиною 1760 – 2130 кг/м³.

Густину тампонажного розчину визначають з допомогою спеціальних ареометрів або мірної посудини.

Рухомість цементного розчину характеризується розтічністю, консистенцією та реологічними параметрами.

Найпоширеніший метод оцінки рухомості тампонажних розчинів – визначення текучості за конусом АзНДІ. Він ґрунтується на замірі діаметра розтікання тампонажного розчину, який поміщають у конічну форму стандартних розмірів, встановлену на скляну поверхню після того, як форму піднімають з поверхні вертикально вгору (рис. 4.63). Згідно з ДСТУ величина текучості непластифікованого цементного розчину при $W = 0,45 - 0,5$ має дорівнювати не менше 20 см і пластифікованого – не менше 22 см.

Визначення ступеня прокачування цементного розчину в початковий період за величиною текучості значною мірою умовний. У момент визначення текучості тампонажний розчин знаходиться в статичному стані, тоді як при цементуванні свердловини – в русі.

Здатність тампонажного розчину до прокачування точніше можна визначити за величиною опору, що виникає при його перемішуванні лопатевою мішалкою. При цьому інтенсивність перемішування повинна відповідати інтенсивності перемішування під час руху його в свердловині в процесі цементування.

Прилади, в яких використовують цей принцип визначення прокачуваності, називають консистометрами (рис. 4.64), а замірюваний параметр прокачуваності – консистенцією. Шкала приладу має поділки в умовних одиницях консистенції (УОК). За одиницю УОК беруть кут, на який повернеться рамка приладу, якщо стакан буде заповнений ньютонівською рідиною з динамічною в'язкістю 1 мПа·с

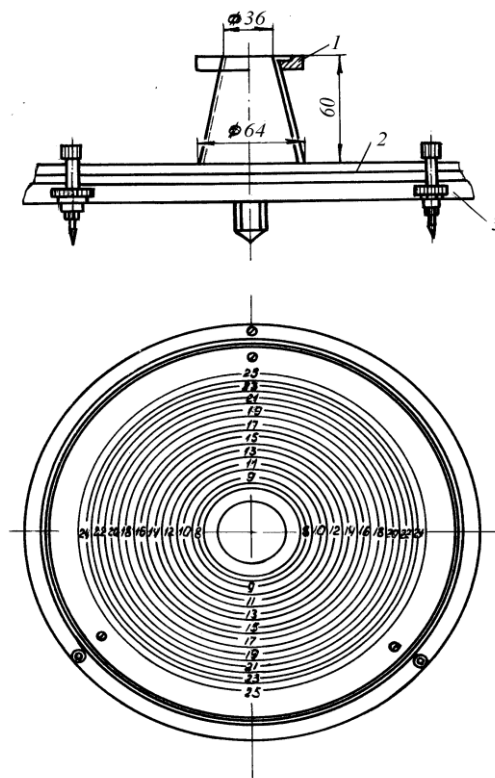


Рисунок 4.63 – Прилад (конус) АзНДІ для визначення текучості тампонажних розчинів:

1 – конус стандартних розмірів; 2 – скло зі шкалою; 3 – підставка

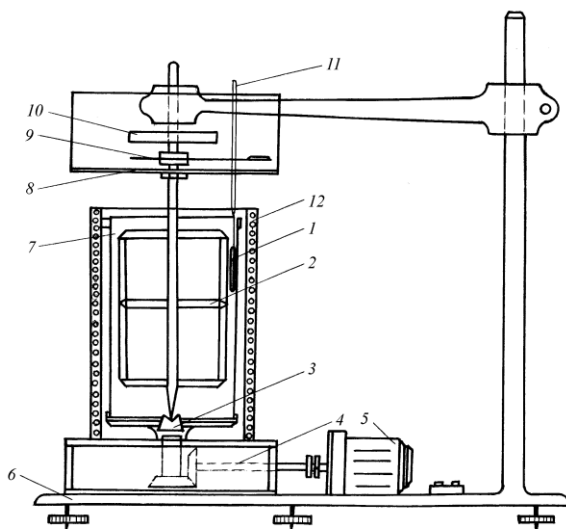


Рисунок 4.64 – Схема консистометра:

- 1 – стакан;*
- 2 – лопатка;*
- 3 – упор мішалки;*
- 4 – редуктор;*
- 5 – електродвигун;*
- 6 – опорна плита;*
- 7 – кришка;*
- 8 – вимірна шкала;*
- 9 – стрілка;*
- 10 – пружина;*
- 11 – термометр;*
- 12 – нагрівач*

Консистенція (густина) – це величина, обернена рухомості. У міру того як розвивається процес гідратації, консистенція змінюється. Задовільно рухомими вважаються розчини, консистенція яких протягом часу, достатнього для транспортування їх у свердловину, не перевищує 10 – 15 УОК.

4.9.3.3 Властивості тампонажного каменю

Основними фізико-хімічними характеристиками цементного каменю є його міцність, проникність, об'ємні зміни і корозійна стійкість.

Міцність цементного каменю характеризується тимчасовим опором згину, стиску або розтягу. Для цього цементний камінь виготовляють у вигляді взірців, які випробують на міцність, тобто визначають напруження, при якому руйнується взірець. Взірці виготовляють такої форми, яка є зручна для даного виду випробування.

Результат, одержаний при випробуванні взірців, значною мірою залежить від умов випробування, тому їх строго обмежують. Для одержання відтворюваних результатів взірці цементного каменю слід випробувати охолодженими до кімнатної температури і повністю насиченими водою. Якщо взірці до визначення міцності витримувались при кімнатній температурі, то їх виймають з води, обтирають поверхню і випробують. Якщо взірці тверділи при підвищеній температурі, перед випробуванням їх необхідно охолодити у воді до кімнатної температури. Швидкість охолодження повинна бути не більше $1,5^{\circ}\text{C}$ за 1 хвилину.

Проникність для рідин і газів є наслідком наявності в цементному камені зв'язаної системи пор. Під проникністю тампонажного каменю розуміють його здатність пропускати через себе рідини або гази при певному перепаді тиску. Для забезпечення надійного розмежування пластів тампонажний камінь у затрубному просторі повинен мати мінімально можливу проникність для пластових флюїдів.

Проникність тампонажного каменю вимірюють так само, як і проникність гірських порід.

Об'ємні зміни. Для надійного розмежування проникних пластів важливо, щоб при твердінні об'єм тампонажного розчину (каменю) не змінювався або дещо збільшувався, причому збільшення повинно відбуватись без розтріскування каменю і без утворення порових каналів, якими можуть фільтруватись пластові флюїди.

До об'ємних змін належать контракція, набухання, усадка і розширення.

Контракцією називається зменшення сумарного об'єму системи в хімічних або фізичних процесах. Зменшення об'єму в результаті контракції супроводжується збільшенням пористості каменю і поглинанням рідини із навколишнього середовища.

Як капілярно-пористе тіло, тампонажний камінь чутливий до змін вологості навколишнього середовища. При необмеженому надходженні води в поровий простір тампонажного каменю в процесі твердіння спостерігається деяке збільшення його зовнішнього об'єму, яке називають набуханням. Видалення води з пор тампонажного каменю призводить до зменшення його об'єму, тобто до його усадки. Усадка і набухання залежать від мінералогічного складу клінкеру і вмісту домішок. Зважаючи на особливу важливість його ізоляційних функцій, усадочні деформації тампонажного каменю небажані.

Зовнішній об'єм тампонажного каменю може змінюватися внаслідок збільшення об'єму порового простору. Це може бути наслідком дії власних напружень, які викликають деформацію структури. Якщо ці напруження виникають у невеликих об'ємах і дезорієнтовані, то відбувається рівномірне всестороннє розширення елементів структури тампонажного каменю. Такий ефект розширення твердіючого тампонажного каменю може бути використаний для підвищення герметичності зацементованого затрубного простору свердловини.

Корозійна стійкість. Камінь вважають корозійно стійким, якщо після тривалого (протягом багатьох років) зберігання в пластових водах його міцність та проникність помітно не погіршуються.

4.9.4 Основи організації і технології цементування

Для цементування свердловин використовують спеціальну техніку: змішувальні машини, насосні цементувальні агрегати, станцію контролю цементування (СКЦ), блок маніфольдів, спеціальну місткість для змішування тампонажного розчину перед закачуванням у свердловину, цементувальну головку та ін. Цю техніку завчасно доставляють на бурову і розміщують ближче до устя свердловини. До початку цементування цементувальні насоси, які будуть закачувати рідину в свердловину, з'єднують трубопроводами з цементувальною головою, яка нагвинчена на верхній кінець обсадної колони. Для прискорення обв'язки обладнання використовують спеціальний пересувний блок маніфольдів, на якому розміщують комплект труб із швидкознімними з'єднаннями і два колектори (напірний і роздавальний) для під'єднання ліній від насосів.

Рецептуру тампонажного розчину розробляють за декілька днів до початку цементування. Необхідні тампонажні матеріали доставляють на бурову і завантажують у бункери змішувальних машин.

На рис. 4.65 наведена одна із схем обв'язки цементувального обладнання. До початку цементування необхідний об'єм води (з резервом 15 – 20 % проти розрахункового) наливають у мірні місткості цементувальних агрегатів 3 і 23, з'єднаних із змішувальними машинами 4 і 22, а також у додаткову місткість 1. У цій воді розчиняють передбачені рецептурою хімічні реагенти. Під час розчинення воду і реагенти перемішують за допомогою насосів цементувальних агрегатів 2, 3, 23. Мірники агрегатів 6, 7, 10, 18 заповнюють притискувальною рідиною, а мірник агрегату 9 – буферною рідиною.

Процес цементування умовно можна поділити на три етапи. На першому готують частину або весь тампонажний розчин за допомогою змішувальних машин 4 і 22 і насосів агрегатів 3 і 23. Змішувальна машина складається з бункера, змонтованого на шасі автомобіля, і гідровакуумного пристрою, приєднаного до днища бункера.

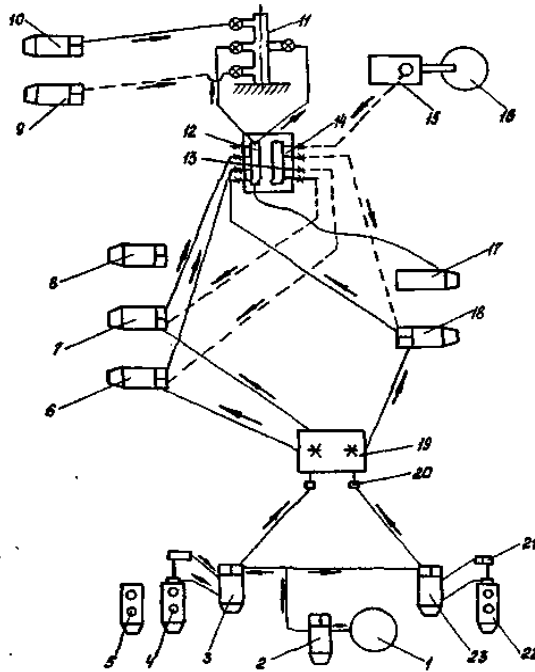


Рисунок 4.65 – Схема обв'язки обладнання з устям свердловини при цементуванні:

*1 – додаткова місткість; 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 18, 23 – цементувальні агрегати;
4, 5, 22 – цементно-змішувальні машини; 11 – цементувальна головка; 12 – напірний колектор; 13 – роздвальний колектор; 14 – блок маніфольдів; 15 – буровий насос;
16 – місткість; 17 – цементувальна станція; 19 – спеціальна місткість;
20 – струминний активатор; 21 – бачок*

4.9.5 Цементувальне устаткування

Цементувальні агрегати

У даний час для цементування свердловин застосовують агрегати 4ЦА-100, ЦА-320М, 5ЦА-320, 3ЦА-400А, УНБ2-600 і ін. [2]. Технічна характеристика цих агрегатів наведена у табл. 4.3.

Цементувальні агрегати, як правило, виконуються самохідними і монтується на шасі вантажних автомобілів. Самохідний цементувальний агрегат має такі вузли: водяний насос, насос високого тиску, мірні баки, маніфольд насоса, гідравлічну цементомішалку, бачок для цементного розчину, двигун для приводу водяного насоса.

Для приводу поршневого насоса в більшості випадків використовують тяговий двигун і коробку передач автомобіля, на якому змонтований агрегат.

Основні параметри цементувального агрегату – максимальні подача і тиск цементувального насоса.

Розглянемо конструкцію агрегатів на прикладі цементувального агрегату 3ЦА-400А.

Цементувальний агрегат 3ЦА-400А (див. рис. 4.66) змонтований на шасі 1 вантажного автомобіля КрАЗ-257 вантажопідймальністю 12 т. Він складається з таких основних вузлів: силової установки 2ВУС-500А 2, проміжного валу 9, коробки передач 4Кпм 8, редуктора 7, насоса КМ-11Т 3, маніфольда 4, мірного бака 5, поста керування 6.

Таблиця 4.3

Технічна характеристика цементувальних агрегатів

Показник	4ЦА-100	ЦА-320М	3ЦА-400А	5ЦА-320*	УНБ2-600	4АН-700**	6ЦА-320	АС-400МІ
Монтажно-транспортна база	Шасі ЗІЛ-157ДО	Шасі КрАЗ-257	Шасі КрАЗ-257	Спеціальна рама	Шасі КрАЗ-257	Шасі КрАЗ-257	Тягач АТС-712	Шасі «Татра-138»
Вантажопідймальність автомашини, т	4,5	12	12	-	12	12		
Основний двигун	Бензино-вий карбюраторний ЗІЛ-157ДО	ЯМЗ-238А	ЯМЗ-238А	ЯМЗ-238А	ЯМЗ-238А	ЯМЗ-238А	У 54-Т	11АНДВ-350
Насос цементувальний: тип	11ГрБ	КМ-9Т	11Т	9Т	14Т	4Р-700	9Т	ЗРС-220М
гідравлічна потужність, кВт	48	92	258	92	434	588	92	
максимальна подача, л/с	8	22,8	33	23	31	22	23	15,4
тиск при максимальній подачі, МПа	6,1	4	8	4	14,5	20,7	4	-
максимальний тиск, МПа	10	32	40	32	50	70	32	
подача при максимальному тиску, л/с	4,87	2,9	6,5	2,9	7,7	6,3	2,9	3,5
діаметр змінних втулок, мм	90	100, 115, 127	110, 125, 140	100, 115, 127	90, 100, 125, 140	100, 120	100, 115, 127	
діаметр штока, мм	40	45	45	45	-	-	45	
хід поршня (плунжера), мм	150	250	200	250	160	200	250	
Привід цементувального насоса	Автономна силова установка з двигуном ЗІЛ-157ДО	Від двигуна автомобіля	Силова установка 2ВУС-500А	Силова установка 6ВУС-240	Силова установка 9ВУС-800	Силова установка 4ВУС-800	Силова установка 6ВУС-240	Силова установка 11АНДВ-350

Продовження табл. 4.3

Показник	4ЦА-100	ЦА-320М	3ЦА-400А	5ЦА-320*	УНБ2-600	4АН-700**	6ЦА-320	АС-400МІ
Коробки передач: тип	–	–	4КПМ	–	98КП	3КПМ	–	–
максимальна потужність при 1800 про/хв, кВт	–	–	368	–	544	534	–	–
число ступенів	–	–	4	–	6	–	–	–
передаточні числа на швидкості:								
I	–	–	4,66	–	8,96	4,67	–	–
II	–	–	3,26	–	6,32	3,43	–	–
III	–	–	2,20	–	4,46	2,43	–	–
IV	–	–	1,59	–	3,17	1,94	–	–
V	–	–	–	–	2,23	–	–	–
VI	–	–	–	–	1,575	–	–	–
зубчаста передача	–	–	Циліндрична з косим зубом	–	Циліндрична з косим зубом	–	–	–
опори валів	–	–	Роликопідшипники конічні	–	Роликопідшипники конічні	–	–	–
Редуктор з муфтою: редуктор	–	–	Одноступінча стій з косозубою циліндричною парою шестерень	–	Одноступінча стій із косозубою циліндричною парою шестерень	Одноступінча стій з косозубою циліндричною парою шестерень	–	–
передаточні числа муфта	–	–	1,81	–	4,04	1,523	–	–
Водяний насос	3ДО-6	1В	–	Водоподавальний блок БВ-15	Зубчата з евольвентним зацепленням	Зубчата з евольвентним зацепленням	Водоподавальний блок БВ-15	–

Продовження табл. 4.3

Показник	4ЦА-100	ЦА-320М	3ЦА-400А	5ЦА-320*	УНБ2-600	4АН-700**	6ЦА-320	АС-400МІ	
Основні параметри водяного насоса: подача, л/с	–	13	–	13	16,6	–	13	–	
тиск на виході, МПа	–	15	–	15	1,98	–	15	–	
Маніфольд агрегату: умовний діаметр прохідного перетину трубопроводу, мм:									
нагітального	50	50	50	50	50	50	50	50	
приймального	100	100	125	100	125	130	100	100	
роздавального	100	100	125	100	100	100	100	100	
розбірний трубопровід: кількість труб	6	6	6	6	6	6			
загальна довжина, м	22	22	22	22	22	23,5			
з'єднання труб				За допомогою шарнірних металевих зчленувань					
Місткість мірного бака, м ³	3	6,4	6,4	6,4	5	–	6,4	3	
Габарити агрегату, мм: довжина	7450	10425	10777	8830	10530	9800	7050	9100	
ширина	2500	2650	2900	2650	2650	2000	2975	2770	
висота	3300	3228	3270	3210	3665	3320	3480	3350	
Маса агрегату автомобілем, кг	8860	17500	20760	9820	22160	21200	17900	17700	

Силова установка, коробка передач, редуктор і насос змонтовано на допоміжній рамі, що кріпиться до рами автомобіля.

Подача агрегату і тиск, що ним розвивається, наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Подача та тиск агрегату ЗЦА-400А

Включена передача	Частота обертання корінного валу насоса, об/хв	Тиск, МПа, при діаметрі втулки, мм			Подача, л/с (м ³ /хв) при діаметрі втулки, мм		
		110	125	140	110	125	140
I	43,2	40,0	30	23,5	6,6(0,396)	8,8(0,528)	11,2(0,672)
II	62,0	27,5	21	16,2	9,5(0,0570)	12,6(0,756)	16,1(0,966)
III	91,8	18,5	14	11,0	14,1(0,846)	18,6(1,116)	23,8(1,428)
IV	127,0	13,5	10	8,0	19,5(1,170)	25,8(1,548)	33(1,980)

Примітка. Частота обертання валу $n=1600$ об/хв, об'ємний коефіцієнт $\eta=0,9$

Поршневий насос КМ-11Т – горизонтальний, трициліндровий, подвійної дії – установлений на платформі агрегату перпендикулярно до осі автомобіля, над його заднім мостом.

До маніфольда агрегату входять приймальний, нагнітальний і роздавальний трубопроводи. Приймальний трубопровід насоса 11Т обладнаний триходовим краном і дозволяє приймати рідину з мірної місткості агрегату і цементного бачка, розташованого на землі. Роздавальний трубопровід також обладнаний триходовим краном. Нагнітальний трубопровід обладнаний повітряним ковпаком, запобіжним клапаном, манометром з роздільником і прохідними кранами високого тиску. Нагнітальний трубопровід так само, як в агрегаті ЦА-320М, виведений поза мірного бака і закінчується ущільнювальним конусом і гайкою. Рідина з насоса скидаються по контрольній лінії, розташованій з протилежної від нагнітального трубопроводу сторони, у мірну місткість, а за необхідності – на землю.

Мірний бак місткістю 6 м³ встановлено у задній частині агрегату. На агрегаті встановлено запобіжний клапан.

Керування верхнім двигуном і насосом здійснюють з центрального поста, розташованого на платформі агрегату з боку приводної частини насоса.

На пульті керування встановлено такі механізми: педаль включення фрикційної муфти двигуна, педаль і важіль керування паливним насосом двигуна, важіль керування коробкою передач.

Пост керування обладнано щитком з контрольно-вимірювальними приладами: тахометром, термометрами для води й мастила і манометром. Термометри і манометри дистанційного типу.

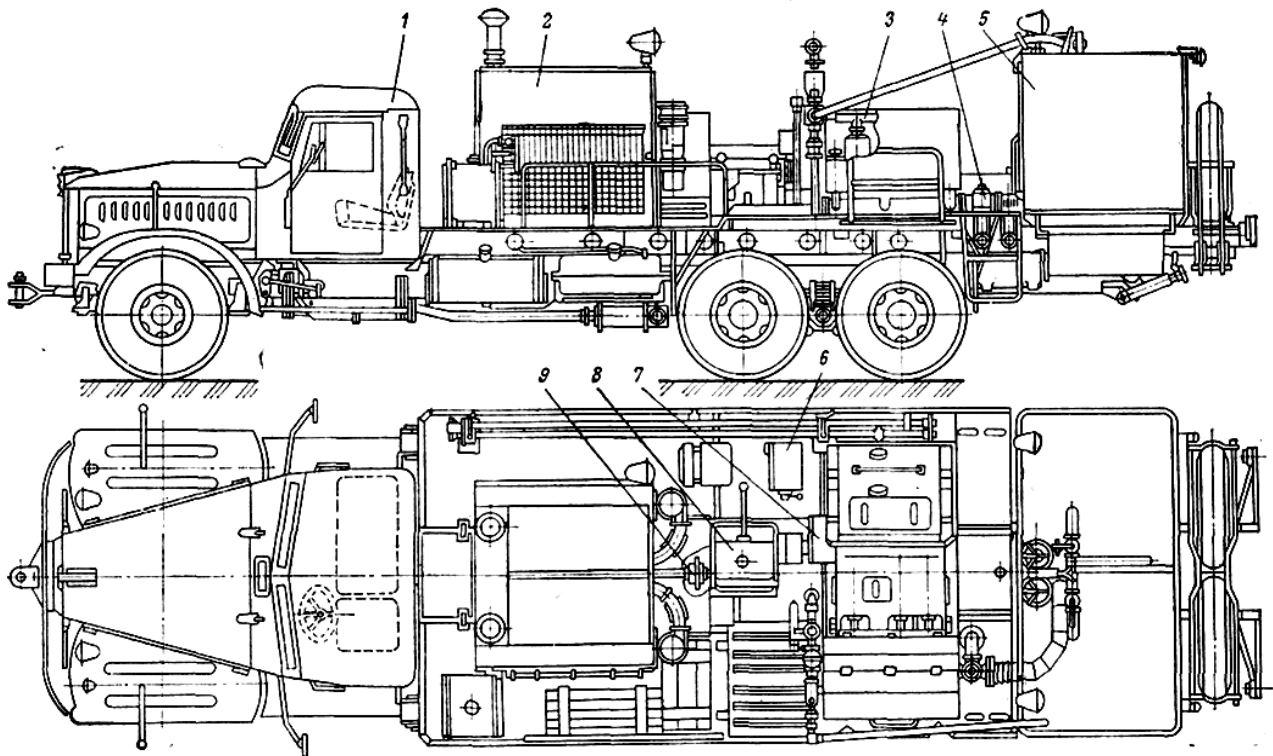


Рисунок 4.66 – Цементувальний агрегат ЗЦА-400А

Для ефективного цементування свердловин необхідно, щоб устаткування дозволяло працювати з мінімальними витратами як на основних, так і на допоміжних операціях.

До основних недоліків цементувальних агрегатів варто віднести: невисокі гідравлічну потужність і працездатність окремих вузлів (клапанів, поршнів, циліндрових втулок, ущільнень і т.д.), ненадійну роботу запірної арматури і гнучкого металевго шланга й ін.

Змішувальні машини

Із застосуванням змішувальних машин механізуються трудомісткі роботи, підвищуються якість і стабільність розчинів, ліквідуються втрати цементу і поліпшуються умови праці буровиків. У даний час експлуатується кілька типів змішувальних машин (табл. 4.5).

Змішувальна машина 2СМН-20 (рис. 4.67) змонтована на шасі 1 автомобіля КраЗ-219. Вона складається з бункера 7, карданного валу 3, двох основних дозуючих (розвантажувальних) шнеків 4, приймальної лійки 8, змішувального пристрою 9, роздавальної коробки 2, компенсатора тиску, приводного валу 5, навантажувального шнекового транспортера 6 та інших більш дрібних пристроїв і механізмів.

Технічна характеристика змішувальних машин

Показник	Шифр агрегату						
	СМІ-20, 2СМН-20	СМІ- 20	СМ-4М	1АС-20	2АС-20	3АС-30	1СМР-20
Монтажна база	Шасі ЯАЗ-219	Автотягач ЯАЗ-214Д, трактор -80	Шасі ЗІЛ-131А	Шасі КрАЗ-257	Шасі КрАЗ-257	Шасі КрАЗ-255Б	Сани
Основний двигун	Від двигуна автомобіля ЯМЗ-238	ГАЗ-ММ	Від двигуна автомобіля	Від двигуна автомобіля ЯАЗ-238			ГАЗ-51
Водопостачальний блок	–	–	–	1В	відцентровий насос		БВ-15
Місткість бункера (порошкоподібний матеріал), т	20	20	10	20	20		20
Продуктивність по готовому розчину, м ³ /хв	0,6 – 2,0	0,6 – 2,0	0,2 – 0,6	0,6 – 2,0	1,0 – 1,8		0,6 – 2,0
Тип змішувального пристрою	Вакуумно-гідролічний						
Щільність розчину, що готується, по цементі, кг/м ³	1700 – 2100		1700 – 2000				1700 – 2100
Подача цементу до змішувача	Двома горизонтальними шнеками	Горизонтальна		Двома горизонтальними шнеками		Пневматична	Двома горизонтальними шнеками
Подача матеріалу до змішувача	Механічна					Пневматична	Механічна
Система регулювання щільності	Зміною кількості подаваної рідини, спеціальним пристроєм, краном і зміною кількості подаваного сухого матеріалу						
Габарити, мм							
довжина	9580	9600	6550	9185	9185	9290	9185
ширина	2800	2600	2380	2600	2600	2800	2600
висота	3500	3300	2520	3440	3440	3750	3440
Маса, кг	12500	10250	6800	13890	13450	13600	7750
Спосіб завантаження бункера	Шнековий самонавантажувач	На механізованому складі чи шнековим навантажувачем ПШ	–	Шнековий самонавантажувач		На механізованому складі чи пневмонавантажувачем	Шнековий навантажувач

Машина 2СМН-20 розрахована на перевезення до 6 т сухого цементу. Після прибуття на робоче місце і установлення на відкидні домкрати 10 її довантажують до повної вантажопідймальності за допомогою шнека б.

Привід всіх основних і допоміжних механізмів здійснюється від двигуна автомашини через роздавальний редуктор і передавальні пристрої.

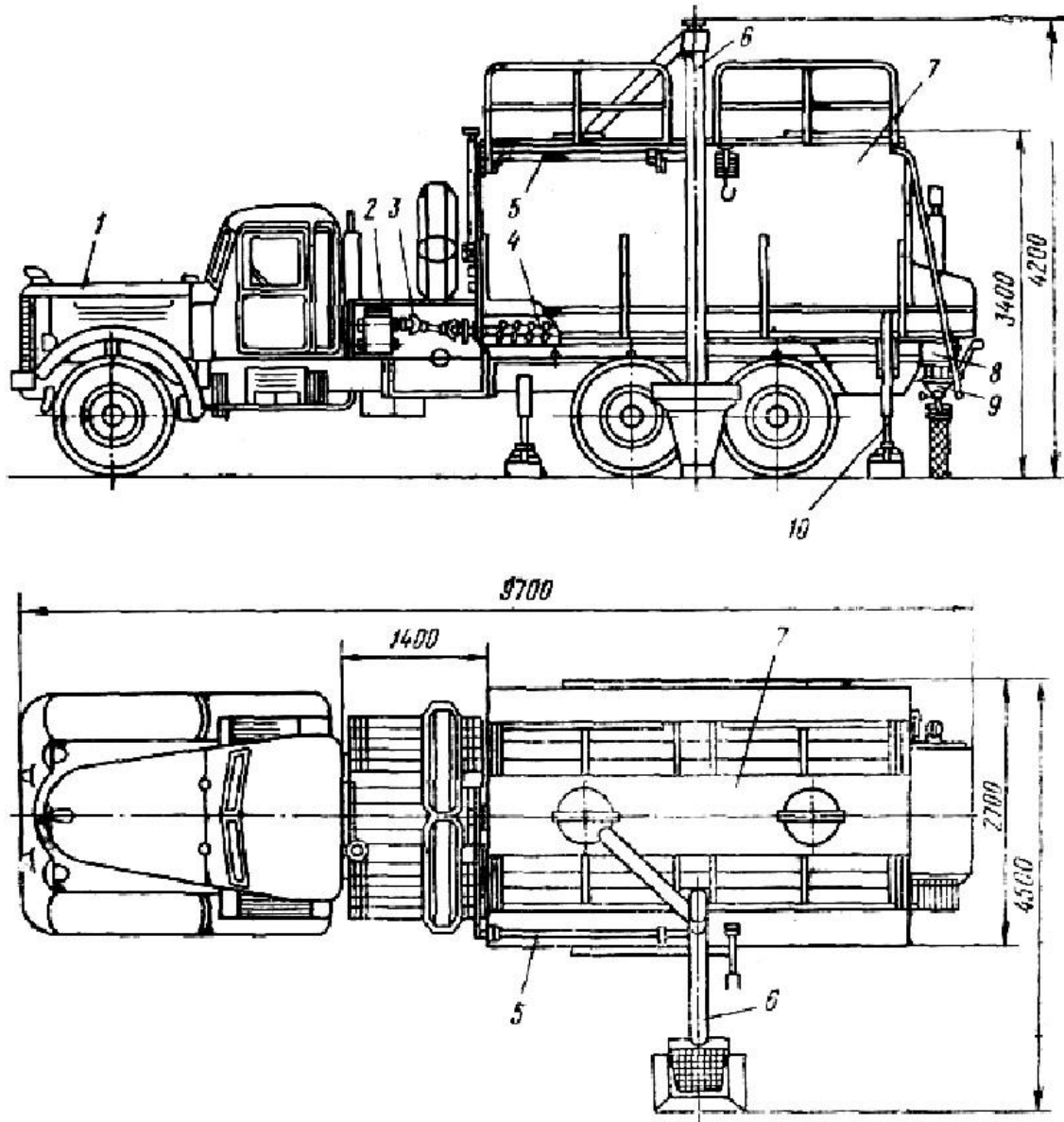


Рисунок 4.67 – Змішувальна машина 2СМН-20

Поряд з цементозмішувальною машиною 2СМН-20 виробляються й інші машини й агрегати, що відрізняються: вантажопідймальністю; наявністю додаткових пристроїв; чи виконанням системою завантаження – розвантаження.

Такі змішувальні машини, як 1СМ-10, СМ-4М і СМП-20, і змішувальні агрегати 1АС-20 і 2АС-20 конструктивно мало чим відрізняються від цементозмішувальної машини 2СМН-20. Основні вузли машини (бункер, розвантажувальні шнеки, змішувальний пристрій) ідентичні і принцип роботи цих машин однаковий. Тому нижче наведено тільки особливості цих машин.

4.10 РОЗКРИТТЯ, ВИПРОБУВАННЯ ТА ОСВОЄННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

4.10.1 Первинне розкриття продуктивних горизонтів

Під первинним розкриттям розуміють комплекс робіт, пов'язаний з розбурюванням продуктивного пласта, забезпеченням міцності і стійкості привибійної частини свердловини. Існує декілька способів розкриття продуктивних пластів. Вибір способу розкриття суттєво залежить від будови пласта, його колекторських властивостей, складу рідин і газів, які містяться в ньому, кількості продуктивних пропластків і коефіцієнтів аномальності пластових тисків.

При одному із способів (рис. 4.68, *а*) первинне розкриття пласта розпочинають після того як свердловина закріплена до його покрівлі експлуатаційною колоною і зацементована. Після розбурювання пласта стовбур свердловини залишають відкритим.

Цей спосіб має низку переваг:

а) склад і властивості промивальної рідини можна вибирати із урахуванням особливостей тільки даного пласта, що дозволяє звести до мінімуму небезпеку забруднення колектора;

б) найбільша поверхня фільтрації пластового флюїду у свердловину;

в) зменшується витрата обсадних труб і тампонажних матеріалів на кріплення свердловини;

г) виключається небезпека забруднення продуктивного пласта тампонажним розчином;

д) відпадає необхідність вторинного розкриття з метою сполучення стовбура свердловини з пластом.

Однак цей спосіб можна застосовувати тільки в тому випадку, якщо продуктивний пласт складений стійкими породами, насичений тільки одним флюїдом (або нафтою, або газом), а колекторські властивості на його товщині змінюються незначно.

Другий спосіб первинного розкриття (рис. 4.68, *б*) відрізняється від попереднього тим, що стовбур свердловини у продуктивному пласті закріплюють спеціальним фільтром, який підвішують в обсадній колоні, але не цементують. Кільцевий простір між фільтром і колоною ізолюють пакером. Цей спосіб можна використовувати в тих випадках, коли продуктивний пласт складений недостатньо стійкими породами. Спосіб має ті ж переваги й обмеження, що і попередній. Порівняно з першим тут дещо більша витрата обсадних труб.

Найширше розповсюджений третій спосіб, наведений на рис 4.68, *в*. При цьому способі продуктивний пласт розбурюють, не перекриваючи попередньо верхні породи обсадними трубами.

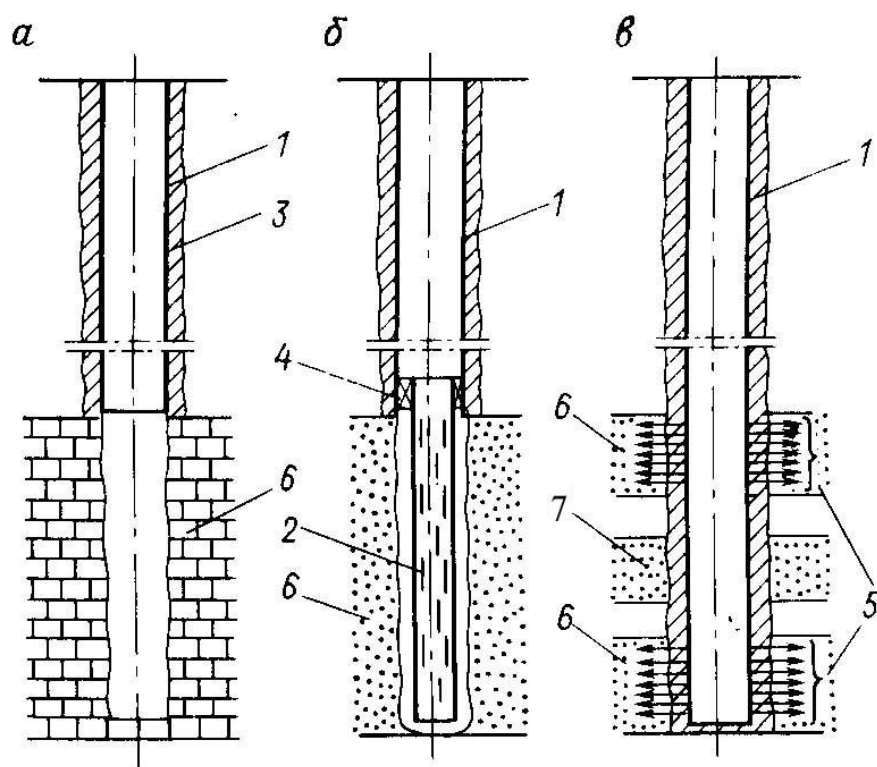


Рисунок 4.68 – Схема первинного розкриття продуктивних горизонтів:

1 – обсадна колона; 2 – фільтр; 3 – цементний камінь; 4 – пакер або підвісний пристрій; 5 – перфораційні отвори; 6 – продуктивний горизонт; 7 – водоносний горизонт

Після розбурювання продуктивного пласта закріплюють його експлуатаційною колоною і цементують. Для сполучення внутрішньої порожнини обсадної колони з продуктивним пластом у колоні та цементному кільці пробивають отвори.

Спосіб має низку переваг:

а) дозволяє сполучати свердловину з будь-якою за товщиною ділянкою продуктивного пласта й одержувати приплив пластового флюїду тільки з неї;

б) проводити спеціальну обробку цієї ділянки з метою покращення колекторських властивостей пристовбурної зони та інтенсифікації припливу з неї;

в) одночасно, але роздільно експлуатувати декілька ділянок пласта, які відрізняються між собою колекторськими властивостями, складом або властивостями рідин, що насичують їх.

Спосіб має і суттєві недоліки:

– склад і густину промивальної рідини необхідно вибирати із урахуванням стійкості, коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тиску поглинання не тільки продуктивних пластів, але і всієї товщі верхніх порід, не перекритих попередньою обсадною колоною;

– продуктивний пласт може суттєво забруднитися тампонажним розчином, оскільки надлишковий тиск при цементуванні значно більший, ніж при бурінні;

– цей спосіб не забезпечує стійкості та цілісності незцементованих і слабозцементованих колекторів, а тому під дією депресії колектор руйнується, і разом з пластовою рідиною у свердловину виносяться продукти руйнування – пісок та тонкі мулові частинки.

4.10.2 Вторинне розкриття продуктивного пласта перфорацією

Для гідродинамічного зв'язку експлуатаційної колони з продуктивним пластом після затвердіння тампонажного розчину необхідно пробити достатню кількість отворів через обсадну колону, тампонажний камінь і кольматаційний шар. Операцію зі створення таких отворів називають вторинним розкриттям продуктивного пласта.

Вторинне розкриття здійснюють за допомогою спеціальних апаратів, які називаються перфораторами. Застосовують такі види перфорації: кульова, торпедна, кумулятивна і гідропіскострумінна (гідроабразивна).

Координати ділянки, в якій повинні бути пробиті отвори, уточнюють за даними геофізичних досліджень, що проводяться перед спуском колони. Для створення нормальних умов припливу пластового флюїду у свердловину щільність прострілу експлуатаційної колони стріляючими перфораторами (кульові, кумулятивні, торпедні) повинна бути від 10 до 20 отворів на довжині 1 м.

4.10.3 Способи та основи технології освоєння свердловин

Під освоєнням розуміють комплекс робіт пов'язаний з викликом припливу рідини з продуктивного пласта, очищенням пристовбурної зони від забруднення і забезпеченням умов для одержання високої продуктивності свердловини.

В основі всіх способів освоєння лежить зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опорів фільтрації пластової рідини. Зменшити протитиск на продуктивний пласт можна зниженням густини і рівня рідини в експлуатаційній колоні. Величину депресії для одержання припливу вибирають залежно від типу колектора (гранулярний чи тріщинний), виду пластової рідини (нафта, газ, вода), стійкості колектора і колекторських властивостей пласта. У газових свердловинах з однаковим типом колектора величина депресії суттєво менша, ніж у нафтових. Для пластів, складених нестійкими породами, зниження тиску слід здійснювати плавно, щоб не допустити руйнування скелета колектора. Якщо пласт складений стійкими породами, то ефективнішим є різке зниження тиску.

Існує декілька способів виклику припливу із пласта.

Заміна важкої рідини на полегшену. Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску значно більший одиниці, колекторські властивості пласта хороші, і пристовбурна зона пласта мало забруднена, то часто буває достатньо замінити промивальну рідину, якою була заповнена колона перед перфорацією, на воду або нафту.

Для цього колону НКТ спускають майже до вибою, якщо продуктивний пласт складений стійкими породами, або приблизно до верхніх перфораційних отворів, якщо колектор не стійкий. Заміну рідини ведуть способом зворотного промивання: пересувним поршневым насосом у міжтрубний простір закачують рідину, густина якої менша, ніж густина промивальної рідини в експлуатаційній колоні. Ця полегшена рідина, заповнюючи міжтрубний простір, витісняє важчу рідину в насосно-компресорні труби. При цьому тиск в насосах зростає. Він досягне максимуму в той момент, коли полегшена рідина підходить до башмака НКТ. Слід мати на увазі, що цей тиск не повинен перевищувати тиск опресування експлуатаційної колоні. З цієї умови і визначають допустиму глибину занурювання башмака НКТ під рівень промивальної рідини.

У процесі закачування полегшеної рідини необхідно стежити за показами манометрів і витратомірів. Якщо витрата рідини, що виходить із свердловини, більша за витрату закачуваної рідини, то це початок припливу пластового флюїду. У разі швидкого збільшення витрати на виході з НКТ і падіння тиску у міжтрубному просторі вихідний потік направляють через лінію зі штуцером.

Якщо заміною важкої промивальної рідини на воду або дегазовану нафту не вдається одержати стійкий приплив із пласта, то застосовують методи стимулюючої дії на пласт або інші способи збільшення депресії.

5 ОСВОЄННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

5.1 ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ВИКЛИКУ ПРИПЛИВУ НАФТИ І ГАЗУ З ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Виклик припливу флюїду з продуктивного пласта – одна з найвідповідальніших операцій у процесі випробування свердловин.

У процесі виклику припливу нафти або газу з пласта можливі руйнування слабозцементованої породи в пристовбуровій зоні, порушення цілісності цементного кільця, деформація експлуатаційної колони, прорив підшовних, верхніх або нижніх вод і т.п. Подібного роду ускладнення виникають внаслідок того, що спосіб виклику припливу не відповідає геолого-фізичній характеристиці колектора та умовам залягання водоносних пластів з високим тиском. Тому при виклику припливу флюїду враховують речовинний склад пласта, ступінь його зцементованості, умови залягання та характер прояву вод.

Вважають, що приплив буде інтенсивним при створенні високих депресій на пласт, що досягаються за короткий проміжок часу, причому після початку припливу рекомендується деякий час підтримувати форсований режим свердловини для хорошого очищення привибійної зони пласта (ПЗП). У деяких випадках (міцний пласт – колектор, відсутність підшовної води) подібний підхід є прийнятним, але зазначена думка суперечить сучасним вимогам до освоєння свердловин. Результативність її залежить від ефективності руйнування блокади у ПЗП. Вид блокади характеризує ступінь шкоди для реактивного пласта та визначає ефективний вплив, що забезпечує прорив цієї блокади та відновлення продуктивності свердловини (пласта). Наведені у табл. 5.1 категорії блокади ПЗП класифіковані за ступенем забруднення з урахуванням процесів.

Ці процеси нерівнозначні та оцінити ступінь впливу їх на фільтраційні характеристики пласта можна лише при врахуванні реальних гірничо-геологічних умов. У табл. 5.2 процеси, які у ПЗП, систематизовано за ознаками впливу. Рушійною силою наведених процесів у табл. 5.2 є:

- перепади тиску на пласт та інтенсивність їх застосування;
- різниця вибійної та пластової температур;
- результуючий тиск фізико-хімічних процесів, що визначаються наявністю градієнта напруження змочуваності, контракційного градієнта, електрорушійними силами тощо.

Вплив на ПЗП призводить до зниження рухливості агентів, що насичують цю зону, зміни структури й обсягу фільтруючого простору, що в кінцевому рахунку знижує продуктивність пласта.

Зміна структури фільтруючого простору характеризується перерозподілом розмірів пор за рахунок фізичного проникнення дисперсної фази бурових розчинів. Це проникнення визначається співвідношенням розмірів частинок твердої фази та пор і характерно для поверхневих ділянок стовбура, де відбувається інтенсивна кольматація з перерозподілом пор за розмірами.

Класифікація блокад ПЗП (за В.М. Подгорновим)

Категорія блокаде	Характеристика блокаде	Ознаки, що визначають блокаду	Вплив, що забезпечує прорив блокаде
I	Проникнення не змінює фазової проникності в ПЗП	Нормована репресія. Оптимальний склад депресійного середовища бурового розчину. Висока рухливість пластових агентів та флюїдів. Низька активність фізико-хімічних процесів у ПЗП	Одноциклове застосування депресії при її оптимальній швидкості
II	Блокада фільтратом бурового розчину (зниження рухливості фаз у ПЗП)	Велика тривалість від моменту розтину пласта до виклику припливу. Підвищена репресія. Інтенсивне прямоточне капілярне просочення, осмотичні перетікання в пласт. Велика швидкість фільтрації розчину в ПЗП. Фазові переходи до ПЗП	Одноциклове чи поетапне зниження депресії з оптимальною інтенсивністю; попереднє вплив з метою скоротити зони проникнення
III	Блокада твердою фазою бурового розчину при несуттєвому проникненні фільтрату (зміна структури фільтруючого простору)	Низька проникність фільтраційної кірки. Високий вміст у буровому розчині колоїдної глини та бариту. Порівняно висока в'язкість фільтрату	Імпульсне застосування максимальної за величиною депресії
IV	Блокада твердою фазою та фільтратом розчину (зміна об'єму та структури простору, зниження рухливості фаз у ПЗП)	Велика репресія. Високий вміст у розчині адгезійно-активної фази та адсорбційно-активних реагентів. Велика швидкість фільтрації розчину в ПЗП. Гідрофілізація ПЗП та набухання глинистого цементу	Багатоциклове застосування оптимальної за величиною депресії; попереднє вплив з метою інтенсифікації припливу
V	Блокада буровим розчином тріщин та перфораційних каналів	Гідророзрив ПЗП та поглинання бурового розчину. Висока міцність у структурі розчину	Гідровібровплив або багатоцикловий вплив з додаванням оптимальної депресії при максимальній швидкості

Причини зміни продуктивності ПЗП

Ознака впливу на ПЗП	Процеси у привибійній зоні продуктивного пласта	Причини блокади ПЗП
Термодинамічна неврівноваженість пластових та вибійних умов	Зміна властивостей пластових флюїдів відповідно до вибійних умов. Виділення газу із нафти. Конденсування новоутворень	Зниження рухливості пластових флюїдів. Зниження рухливості фаз ПЗП без зміни обсягу та структури фільтруючого простору
Проникнення дисперсного середовища бурових розчинів у ПЗП через фільтраційну кірку ¹	Розчинення газу у фільтраті. Висолення та комплексоутворення. Перерозподіл водонасиченості. Утворення емульсії та газових депресій. Набухання гідратуючих мінералів. Донасичення поверхні каналів, що фільтрують, водною фазою. Гідрофілізація поверхні каналів, що фільтрують. Адсорбція асфальтосмолистих компонентів пластової нафти. Адсорбція хімічних реагентів із фільтратів бурових розчинів. Адгезія сконденсованої у пластових умовах твердої фази	Зниження рухливості фаз ПЗП та зниження ефективного радіусу (об'єму) фільтраційних каналів
Проникнення тонкодисперсної фази в ПЗП розчинів ¹	Адгезія твердої фази бурових розчинів на поверхні фільтруючих каналів. Часткова або повна закупорка фільтруючих каналів	Зміна структури фільтруючого простору (перерозподіл пор за розмірами)
Проникнення бурового розчину в ПЗП ¹	Структурутворення та коагуляція в обсязі поглиненого бурового розчину. Формування внутрішньої фільтраційної кірки на проникних стінках каналів та тріщин	Заповнення перфораційних і фільтруючих каналів і тріщин, що загусає з часом суспензією
Висока напруга на скелет породи ²	Утворення та деформація тріщин. Руйнування скелета породи	Руйнування структури фільтруючого простору

¹Формування зони проникнення.²Деформація породи.

Відносно більш рівномірна зміна обсягу фільтруючого простору відбувається в результаті набухання, формування або розмивання адсорбційних та гідратних плівок на поверхні пор.

Істотний вплив на рухливість вуглеводнів у зоні проникнення надає перерозподіл водонафтогазонасиченості та наявність внесених чи сконденсованих у пластових умовах речовин, що перебувають у зваженому стані.

Зниження рухливості рідких вуглеводнів у ПЗП за зоною проникнення відбувається при зниженні температури та тиску навколо свердловинного простору при циркуляції бурового розчину за рахунок фазових переходів (виділення твердих або газоподібних компонентів).

Руйнування або деформація проникного простору, які можливі як при розтині пласта бурінням, так і при виклику припливу з нього, визначаються рівнем значень репресій та депресій на пласт.

Технологія виклику із продуктивних пластів припливу повинна враховувати категорію блокади ПЗП. У табл. 5.3 наведено рекомендовані способи виклику припливу для різних категорій блокади ПЗП.

Таблиця 5.3

Способи виклику припливу різних категорій блокади ПЗП
(за В.М. Подгорновим)

Способи виклику та інтенсифікації припливу	Категорія блокади ПЗП, що руйнується при застосуванні способу
Заміна розчину на полегшений розчин	I; II
Заміна на аеровані розчини	I; II
Використання струминних насосів	I; II; IV
Свабування	I; II
Витиснення розчину газом	II; IV
Нагнітання газових пачок	II; IV
Використання пускових отворів	I; II
За допомогою випробувача пластів	III
Метод миттєвих глибоких депресій	III
Метод змінних тисків	III; IV; V
Метод плавного зниження та миттєвого збільшення депресії	III; IV
Вібровплив	II; IV; V

Універсального способу руйнування будь-якого типу блокади ПЗП при виклику припливу в даний час немає, тому при виборі методу впливу на пласт необхідно враховувати стан привибійної зони, особливо в низькопроникних пластах. Відмінності у характері впливу різними способами виклику припливу визначаються рівнем депресії, швидкістю і циклічністю її прикладення. Вибір способу виклику припливу для конкретних об'єктів у свердловині здійснюють з урахуванням об'єктивних можливостей виробництва. В умовах

пошуково-розвідувального буріння визначення категорії блокади ПЗП утруднене і низька ймовірність отримання припливу з низькомісних колекторів при застосуванні високих депресій. У цих умовах рекомендується виклик припливу з пласта здійснювати поетапно, забезпечуючи послідовне нарощування збудливого на ПЗП. Показниками цього впливу є: перепад тиску (депресія) та характер його застосування, різниця пластової та вибійної температур. Безпосередньому виклику припливу з пласта може передувати фізико-хімічний вплив на привибійну зону за рахунок регулювання складу рідини освоєння.

Абсолютне значення депресії визначають, виходячи з величини максимальної гідравлічної репресії, яка була при циркуляції бурового розчину в процесі розкриття продуктивного шару пласта. Величина депресії має бути більш ніж у 2 рази більшою. І тут коефіцієнт відновлення нафтопроникності ПЗП сягає 60 – 70 %.

Мінімальна депресія, що забезпечує руйнування блокади та рух фільтрату розчину до вибою, у низькопроникних відкладеннях має бути не менше 6,5 – 8 МПа. Однак при депресіях такого рівня відновлення проникності привибійної зони невисоке.

Рух пластових агентів і флюїдів до вибою свердловини з фільтруючих каналів різного розміру відбувається нерівномірно. Зниження швидкості застосування депресії сприяє більш повному охопленню фільтрувальних каналів і, як правило, більш високому дебіту. З іншого боку, руйнування блокади ПЗП, зрив фільтраційної кірки ефективніше відбувається за високих швидкостей застосування депресії. Оптимальний діапазон швидкості застосування депресії 0,5 – 5 МПа/год. Порушення припливу пластового флюїду або газу із закольматованої ПЗП залежить також від адгезійної активності твердої фази бурових розчинів та колекторських властивостей породи. Для глинистих і обтяжених бурових розчинів прорив газу здійснюється в основному при зриві кірок, що вимагає більш високої депресії та швидкості її застосування, особливо в низькопроникних колекторах.

Ефективне напруження, що випробовується матрицею колектора, може виявитися в цих ситуаціях вище за межу пружності і навіть межі міцності породи. При проєктуванні технології виклику припливу ці процеси необхідно враховувати. У разі відсутності даних міцності привибійної зони доцільно використовувати методи виклику припливу з плавним додаванням депресії. Це дозволить вийти на оптимальний режим при максимальному напруженні в породах, що знаходяться в привибійній зоні пласта. Однак при застосуванні для розкриття пласта бурінням бурового розчину з тонкодисперсною та адгезійно-активною твердою фазою ефективність плавного застосування депресії знижується.

Застосування неадгезійно-активної твердої фази в бурових розчинах (крейда, подрібнений вапняк, сидерит, целестин тощо) з переважанням частинок розміром більше 0,005 мм забезпечує відновлення гідропровідності ПЗП при значно менших депресіях.

Цим пояснюється багаторазово встановлений позитивний ефект від застосування крейдових та подібних суспензій бурових для розкриття продуктивних відкладень. Кислоторозчинність у цих умовах є супутнім сприятливим чинником.

Вимивання одноманітних фільтратів бурових розчинів із ПЗП виробляється одноцикловою дією.

Відновлення рухливості в'язких та тиксотропних рідин у ПЗП забезпечується циклічною дією. Створення депресії в імпульсному режимі (з частотою до декількох сотень герц) сприяє руйнуванню емульсії, газових депресій, гідратних шарів та усадці набряклих глин, а також очищенню ПЗП від твердої фази.

Таким чином, технологія розкриття пласта бурінням і подальша технологія виклику припливу взаємопов'язані, і тільки з урахуванням цієї залежності можна отримати при виклику припливу максимально можливу продуктивність пласта, що освоюється.

5.2 ТИПОВІ ТЕХНОЛОГІЧНІ СХЕМИ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Типові технологічні схеми освоєння свердловин і послідовність операцій при цьому наведено на рис. 5.1 [3, 4].

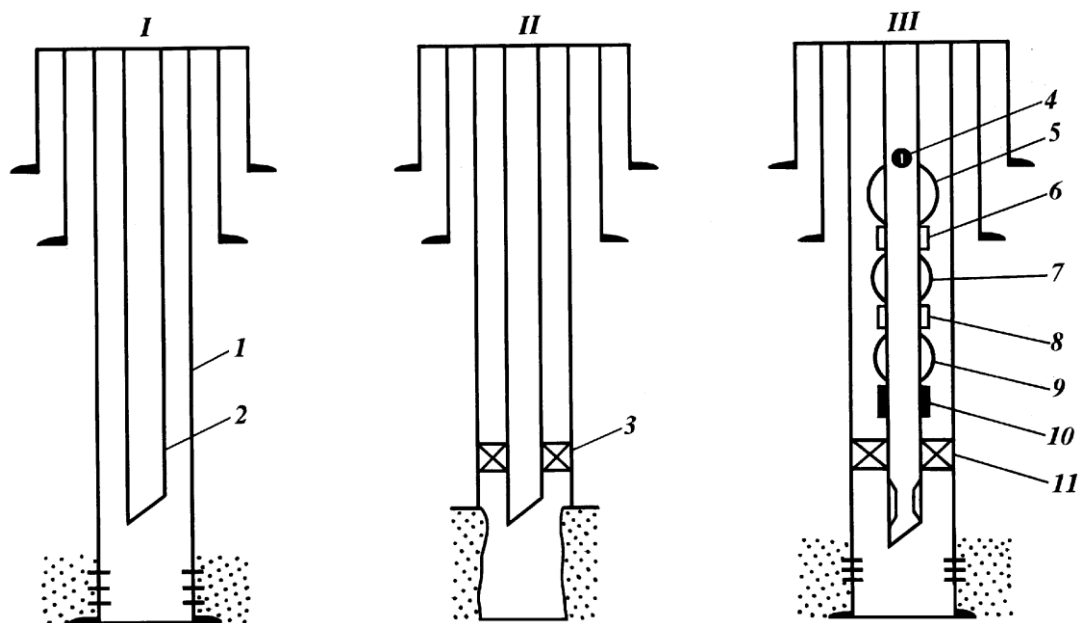


Рисунок 5.1 – Типові схеми освоєння свердловин:

I – загальноприйнята схема освоєння свердловин; II – схема освоєння з пакером;

III – схема освоєння із комплектом устаткування;

1 – обсадна колона; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – клапан безпеки; 5 – пакер, що забезпечує циркуляцію рідини під час закачування; 6 – телескопічне з'єднання; 7 – клапан, що забезпечує циркуляцію;

8 – клапан пропуску інгібітору; 9 – роз'єднувальне з'єднання; 10 – пакер з якорем;

11 – упорне кільце для опускного клапана

Майже повсюдно в галузі поширена схема I, найпростіша, але має суттєві недоліки: відсутність ізоляції обсадної колони від високих вибійних тисків у свердловині та агресивності продукції. Схема II прийнятна за наявності відкритих вибоїв, а схема III – для умов сірководневмісних родовищ з використанням спеціального комплексу обладнання керованих клапанів (типу КУСА, КОУК), який дозволяє підвищити безпеку експлуатації свердловин.

Виклик припливу флюїду з пласта виходить зі зниження вибійного тиску в свердловині нижче пластового, тобто створення депресії на пласт.

Депресія на пласт при використанні технологічних схем I і II зазвичай створюється заміною бурового розчину в свердловині на більш легкий, потім на воду, нафту, піну, газовану рідину. Для створення більш глибоких депресій використовуються методи зниження рівня рідини у свердловині шляхом витіснення рідини стисненим газом (повітрям, азотом), тартанням або свабуванням.

У вітчизняній практиці свабування та тартання застосовують рідко через вибухонебезпечність процесів та відсутність надійного контролю за ними.

У зарубіжній практиці є значно більший вибір технологічних схем закінчення свердловин. Найбільш поширені схеми наведено на рис. 5.2. Послідовність операцій цих схем описано нижче.

Схема I: перфорація; спуск насосно-компресорних труб (НКТ) (діаметр 83 мм); обладнання устя; встановлення пакера; виклик припливу за допомогою спеціальних автономних установок із безперервними (гнучкими) колонами.

Схема II: розбурювання цементної склянки; буріння та розширення стовбура свердловини проти продуктивного пласта; спуск та встановлення хвостовика; гравійне набивання розширеного інтервалу; спуск НКТ, обладнаних занурювальним насосом; обладнання устя свердловини; виклик припливу за допомогою занурювального насоса.

Схема III: перфорація; спуск паралельних колон НКТ – перша для закачування інгібітору, друга для відведення нафти (діаметр 60 мм); обладнання устя; встановлення двотрубного пакера; створення депресії; перфорація через НКТ; виклик припливу.

Схема IV: перфорація; встановлення стаціонарного пакера з додатковим ущільненням; спуск НКТ (діаметр 73 мм) через пакер із додатковим ущільненням; виклик припливу за допомогою спеціальних автономних установок та з безперервною (гнучкою) колоною труб.

Схема V: перфорація; спуск НКТ (діаметр 73 мм); спуск колон штанг із вставним штанговим насосом; обладнання устя; виклик припливу за допомогою вставного насоса.

Схема VI: розкриття бурінням продуктивного пласта; спуск паралельних колон НКТ (діаметр 73 мм); цементування колон НКТ; обладнання устя; створення депресії; перфорація через НКТ вибраних інтервалів; відпрацювання свердловини.

Особливістю цих технологічних схем є їх вища технічна оснащеність, а також спрямованість на скорочення загальних витрат на розробку родовища (багаторядне закінчення, одночасно-роздільна експлуатація кількох горизонтів).

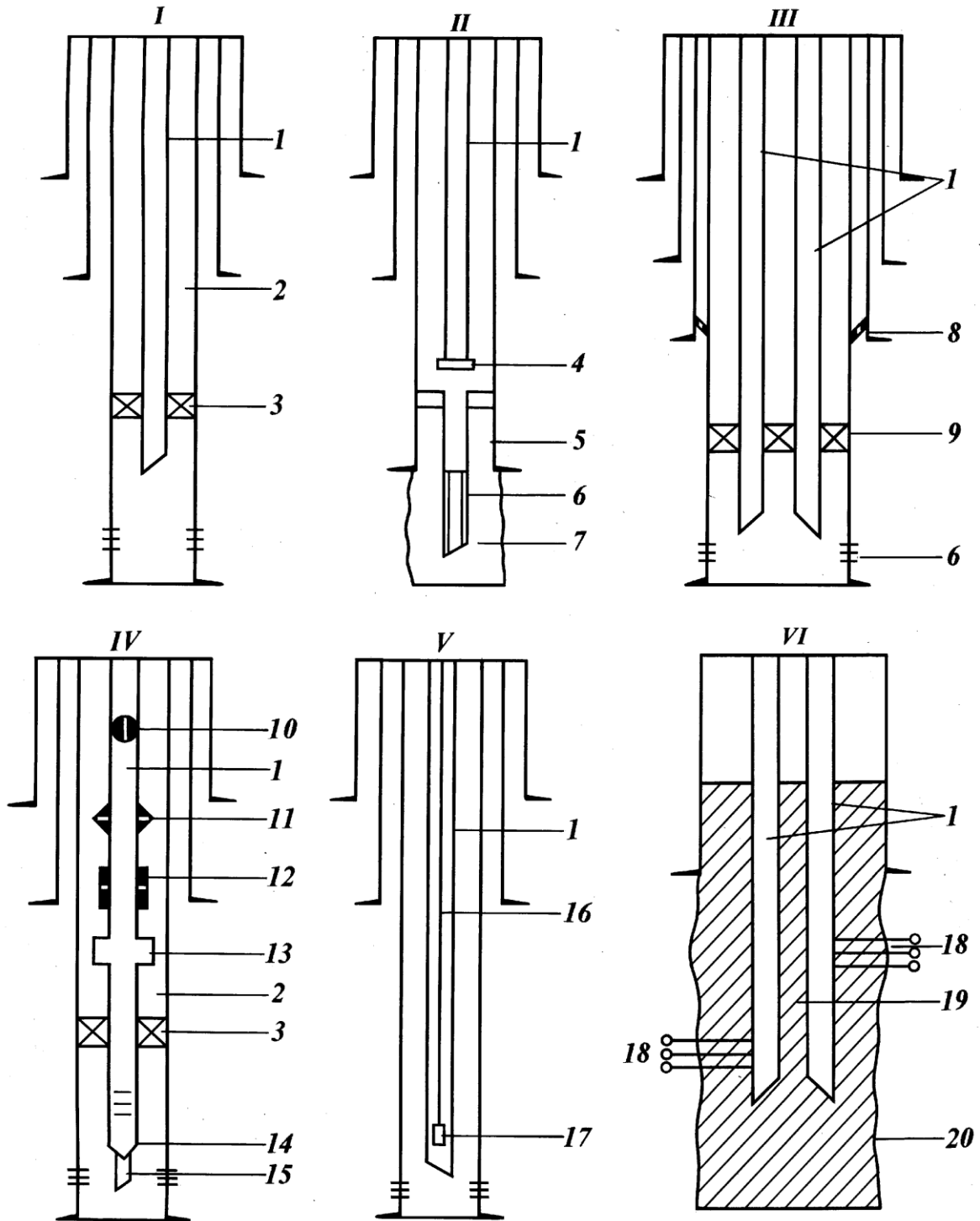


Рисунок 5.2 – Схеми освоєння свердловин (I – VI), що застосовуються в США:

1 – НКТ; 2 – надпакерна рідина; 3 – пакер; 4 – занурювальний насос; 5 – експлуатаційна колона; 6 – хвостовик; 7 – гравійне набивання; 8 – колона для підвіски хвостовика; 9 – двотрубний пакер; 10 – клапан-відсікач; 11 – інгібіторний клапан; 12 – циркуляційний клапан; 13 – ущільнювальний вузол; 14 – посадковий ніпель; 15 – перфорований патрубков; 16 – колона насосних штанг; 17 – вставний штанговий насос (ежекторний); 18 – перфорований пласт; 19 – цементна склянка; 20 – необсаджений стовбур

Для виклику припливу у зарубіжній практиці широко використовуються пересувні азотні газифікаційні установки. Наявний широкий типорозмірний ряд цих установок продуктивністю від 1800 $\text{нм}^3/\text{год}$ до 9000 $\text{нм}^3/\text{год}$ газоподібного азоту на робочі тиски від 40 МПа до 70 МПа і вище забезпечує ефективність проведення всієї гами внутрішньої свердловини: зниження вибійного тиску аж до повного «осушення» свердловини; перфорацію при депресії на пласт в азотному середовищі; азотно-кислотні на пласт і низка інших операцій. Використання азоту забезпечує повну вибухобезпечність процесів.

У зарубіжній практиці все більшого поширення знаходять технологічні процеси освоєння свердловин з використанням спеціального обладнання з безперервною колоною труб, яке значно полегшує та прискорює спускопіднімальні операції. Обладнання змонтоване на шасі автомобіля і включає барабан великого діаметра з намотаною на ньому колоною труб діаметром 19 – 25 мм. Довжина труб, що намотуються на барабан, коливається від 700 м до 5500 м. Спеціальний механізм подачі через лубрикатор може подавати гнучкі труби безпосередньо в НКТ, що знаходяться під тиском. Газоподібний азот, спецрідини та інші агенти подаються через маточину барабана і по гнучких трубах у свердловину. Агрегат обслуговується одним оператором. Призначена така установка для різних операцій очищення піщаних пробок.

5.3 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ДЕПРЕСІЇ НА ПЛАСТ

Виклик припливу нафти чи газу у свердловину можливий лише за умови, якщо $p_{\text{пл}} > p_3 + p_{\text{дод}}$, де $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск; p_3 – вибійний тиск; $p_{\text{дод}}$ – додатковий тиск, необхідне подолання опорів, які зустрічає рідина чи газ, переміщаючись до вибою свердловини. Ці опори створюються природними та штучними причинами, що виникають у процесі буріння (забруднення привибійної зони).

Якщо у свердловині є стовп рідини щільністю ρ і висотою H , то наведену вище нерівність можна записати в такому вигляді:

$$p_{\text{пл}} > \rho g H + p_{\text{дод}} \quad (5.1)$$

Пластовий тиск – параметр, що залишається без зміни у процесі освоєння свердловини. Таким чином, щоб задовольнити нерівність, можуть змінюватися ρ , H , $p_{\text{дод}}$.

Допустиме значення депресії на пласт при виклику припливу вибирають з урахуванням міцності цементної оболонки і визначають за формулою

$$\Delta p \leq p_{\text{пл}} - (p'_{\text{пл}} - ah), \quad (5.2)$$

де $p_{\text{пл}}$ – тиск у продуктивному пласті, МПа; $p'_{\text{пл}}$ – тиск у водоносному горизонті або у водно-нафтовому контакті (ВНК), МПа; h – висота якісної цементної оболонки між водоносним горизонтом або ВНК та найближчим перфораційним каналом, м; a – допустимий градієнт тиску на цементну оболонку за колоною обсадної, МПа (не більше 2,5).

Коливання тиску в експлуатаційній колоні залежить від змінних тисків, закладених у проєкті спорудження свердловини; практично перевіряється за даними конструкції експлуатаційної колони.

Допустима депресія, виходячи з умов стійкості привибійної зони пласта, забезпечується при виконанні співвідношення:

$$\Delta p \leq -k(p_r - p_{пл}) \frac{\sigma_{ст}}{2}, \quad (5.3)$$

де $\sigma_{ст}$ – межа міцності породи на стиск з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом бурового розчину, МПа; p_r – вертикальний гірський тиск, МПа; k – коефіцієнт бічного розпору.

Гірський тиск визначається середньою щільністю верхніх порід $\rho_{ср}$ з урахуванням рідини, що міститься в них, та глибини покладів пласта:

$$p_r = 10^5 \rho_{ср} H, \quad (5.4)$$

де H – глибина покладів пласта, м; $\rho_{ср} = 2300 - 2500$ кг/м³.

Коефіцієнт бічного розпору визначають за допомогою коефіцієнта Пуассона (табл. 5.4):

$$k = \frac{\nu}{1 - \nu}. \quad (5.5)$$

Таблиця 5.4

Модуль пружності та коефіцієнт Пуассона для гірських порід

Порода	ν	$E \cdot 10^{-4}$
Глини пластичні	0,38 – 0,45	–
Глини щільні	0,25 – 0,35	–
Сланці глинисті	0,10 – 0,20	–
Вапняки	0,28 – 0,33	6 – 10
Піщаники	0,30 – 0,35	3 – 7
Сланці піщані	0,16 – 0,25	2,4 – 3,0
Граніт	0,26 – 0,29	6,6

Формула (5.3) – наближена, точність визначення $\sigma_{ст}$ невисока, як і визначення ν і E , тому значення депресії доцільно перевіряти експериментально по кожному родовищу.

Значення допустимої депресії на основі умов уникнення змикання тріщин (для тріщинуватих колекторів) визначають за формулою

$$\Delta p \leq \frac{\delta E}{4l(1 - \nu^2)}, \quad (5.6)$$

де δ – розкриття тріщин, мм; l – довжина тріщин, мм; E – модуль пружності породи пласта, МПа.

Мінімальна депресія на пласт повинна також забезпечувати перепад тиску, необхідний для подолання опору руху рідини у привибійній зоні:

$$\Delta p \geq p_{\text{дод}}, \quad (5.7)$$

де $p_{\text{дод}} = 2 - 5$ МПа.

Щоб запобігти виділенню газу в привибійній зоні пласта та його прорив у стовбур свердловини депресію A_p обмежують такими умовами: $\Delta p = p_{\text{пл}} - 0,6 p_{\text{нас.г}}$, при обводненості продукції понад 3 % та для інших випадків

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{нас.г}}, \quad (5.8)$$

де $p_{\text{нас.г}}$ – тиск насичення нафти газом.

Для слабозцементованих пластів (коефіцієнт зчеплення $K_{\text{сц}} = 0,2 - 1,4$ МПа), щоб уникнути руйнування привибійної зони, депресію необхідно створювати плавно. Темп зниження вибійного тиску рекомендується не вище 0,2 МПа/хв.

Інтервал часу між закінченням перфорації та початком виклику припливу може бути мінімальним, тобто відповідати існуючим нормам часу для проведення робіт, що передують виклику припливу (спуск НКТ, обладнання устя тощо). При перфорації на депресії виклик припливу слід здійснювати відразу після проведення. Виклик припливу з пласта досягається у всіх випадках шляхом зниження вибійного тиску одним із методів, зазначених у табл. 5.5 [4]. Вибійний тиск знижується до отримання припливу або до досягнення допустимої депресії на пласт.

Продукція пласта, одержувана при освоєнні та відпрацюванні свердловини, після її очищення від бурового розчину повинна прямувати до нафтозбірної мережі.

Для свердловин, що перфорується при депресії, у разі відсутності припливу після перфорації вибійний тиск знижується до допустимо можливого згідно з технологічним регламентом.

Виклик припливу із пластів із підвищеними та аномально високими пластовими тисками здійснюється створенням депресії на пласт шляхом заміни бурового розчину на полегшену рідину.

Виклик припливу з пластів із нормальними та аномально низькими пластовими тисками здійснюється створенням депресії шляхом заміни бурового розчину на полегшену рідину та подальшого зниження рівня рідини у свердловині (табл. 5.5).

Спосіб створення депресії вибирається виходячи з конкретних умов: глибини свердловини, пластового тиску, технічного стану свердловини, наявності обладнання, матеріалів, технічних засобів та досвіду освоєння аналогічних об'єктів.

Наявність сірководню в продукції свердловин зумовлює особливі умови освоєння. За наявності в нафтовому газі сірководню до 6 % за обсягом експлуатаційна колона, насосно-компресорні труби, глибинне обладнання, устя, арматура повинні бути призначені для роботи в сірководневому середовищі.

Зниження тиску у свердловині

Метод зниження вибірного тиску	Здійснення методу		Характеристика родовища			
	Реалізація методу	Технічні засоби	Коефіцієнт аномальності пластового тиску			Наявність у продукції H ₂ S та CO ₂
			1,0	1,0 – 1,3	1,3	
Заміна рідини у свердловині на полегшену	1 На буровий:					
	1.1 Розчин меншої щільності	ЦА			+	+
	1.2 На воду	ЦА		+	+	+
	1.3 На безводну дегазовану нафту	ЦА, АЦ	+	+		+
	1.4 На пінну систему, в якій як дисперсійне середовище:					
	1.4.1 Повітря	ЦА, СК.КТ– 6	+	+		
	1.4.2 Азот	ЦА, АМУ– 8К	+	+		+
	1.4.3 Димові гази	ЦА, ДГ	+	+		+
Зниження рівня	2.1 Звабування	Сваб, підйомник				
	2.2. Використання глибинного насосу	Занурювальний насос	+			
	2.3. За допомогою стисненого газу					
	2.3.1 Стисненим повітрям (компресування)	КС	+	+		
	2.3.2 Стиснутим азотом	АГУ – 8К	+	+		+
	2.3.3 Аерування через пускові отвори в НКТ	КС	+	+		
	2.4 Пінні системи за пунктом 1.4					
Комбінація перших двох методів	3. Заміна рідини на полегшену з подальшим зниженням рівня					
	3.1 Глибинним струминним насосом	ЦА, глибинний насос	+	+		+
	3.2 Стисненим повітрям	ЦА, КС	+	+		
	3.2.1 Аерування за допомогою установки пускових муфт	ЦА, КС	+	+		
	3.2.2 Аерування рідини	ЦА, КС	+	+		
	3.2.3 Нагнітання повітряних пачок	ЦА, КС	+	+		
	3.2.4 Нагнітання повітряних подушок	Компресор низького тиску (буровий), ЦА	+	+		
	3.3 Димовими газами	ЦА, ДГ	+	+		+
	3.4 Витіснення рідини зі свердловини азотом	ЦА, АМУ– 8К	+	+		+

Примітка. Позначення: АГУ– 8К – газифікаційна азотна установка; ЦА – насосний агрегат; КС – пересувна компресорна станція; АЦ – автоцистерна; ДГ – установка для виробництва димових газів; (+) – рекомендовані процеси.

За наявності в нафтовому газі сірководню понад 6 % за обсягом остання проміжна, експлуатаційна та ліфтова колони повинні бути складені з корозійностійких труб нафтового сортаменту (вітчизняних або імпортих); наземне обладнання (згідно з паспортом заводу-виробника, фірми-постачальника) розраховане на роботу в цьому середовищі за встановлених проєктом параметрів. Перфорація свердловин здійснюється лише за репресії на пласт при заповненні свердловини рідиною, інертною до сірководню.

Перед освоєнням свердловина обладнується комплексом керованих клапанів-відсікачів. Внутрішня поверхня обсадної колони, зовнішня та внутрішня поверхні НКТ обробляються інгібітором корозії шляхом заміни рідини, що заповнює свердловину, на рідину, що містить інгібітор корозії.

У свердловинах із пластовим тиском вище гідростатичного та аномально високого пластового тиску (АВПТ) виклик припливу нафти здійснюється заміною бурового розчину на полегшену рідину, інертну до сірководню.

У свердловині з пластовим тиском нижче гідростатичного аномально низького пластового тиску (АНПТ) та вмістом сірководню в нафті до 6 % виклик припливу здійснюється нагнітанням природного або нафтового газу за погодженням з місцевим органом Держгіртехнагляду, дво- або багатofазних пін, інертних до сірководню та вуглекислого газу, газів із вмістом кисню трохи більше 2 % за обсягом. Після отримання припливу через інгібіторний клапан до продукції свердловини вводиться інгібітор корозії. Освоєння свердловин здійснюється згідно з описом у роботах з дотриманням правил техніки безпеки та охорони навколишнього середовища.

Якщо в процесі закінчення свердловини проникність породи привибійної зони знизилася, виклик припливу слід починати тільки після проведення заходів, спрямованих на відновлення проникності привибійної зони. В іншому випадку свердловина може виявитися «сухою» або виклик припливу при застосуванні звичайних методів може відбутися, але тільки по нечисленних окремих пропластках, що мають підвищену проникність, а це призведе до нерівномірної по товщині вироблення пласта і низької кінцевої величини нафтогазовіддачі.

Слід мати на увазі, що в газонасичених колекторах прониклий розчин виноситься потоком газу тільки з великих порових каналів. Навіть з пластів з аномально високим пластовим тиском у процесі виклику припливу технічно неможливо видалення прониклого у пласт розчину.

Метод відновлення проникності привибійної зони вибирається залежно від передбачуваних причин та ступеня зниження природної проникності, властивостей колектора, умов закінчення свердловини. Протягом десятків років для відновлення проникності привибійної зони широко застосовуються кислотна обробка та гідравлічний розрив пласта (ГРП).

При кислотній обробці відбувається розчинення породи та забруднюючого породи матеріалу, очищення порових каналів, тріщин, каверн, збільшення розмірів та виникнення нових каналів фільтрації. Перед застосуванням кислотної дії зазвичай рекомендується додаткова кумулятивна або гідропіскоструминна перфорація. Для обробки карбонатних порід застосовується розчин соляної кислоти, у разі теригенних колекторів – суміш розчинів плавикової та соляної кислот.

Сутність ГРП полягає в нагнітанні до привибійної зони рідини розриву і агента, що розклинає (зазвичай кварцового піску) під тиском, достатнім для розкриття існуючих або виникнення нових тріщин у породі. Цей метод характеризується високою гнучкістю процесу – за рідину розриву може застосовуватися вода, нафта, кислотний розчин; як агент, що розклинає, – різні тверді матеріали. З метою зниження величини тиску розриву та ініціювання розвитку тріщин попередньо рекомендується провести додаткову кумулятивну або гідропіскоструминну перфорацію.

Важливою є та обставина, що кислотна обробка та ГРП застосовні практично за будь-якого ступеня зниження проникності привибійної зони. Відносно висока вартість цих методів не повинна бути перешкодою для їх застосування, оскільки витрати швидко окупаються.

5.4 ВИКЛИК ПРИПЛИВУ ШЛЯХОМ ЗАМІЩЕННЯ РІДИНИ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНІЙ КОЛОНІ

Виклик припливу при заміні промивної рідини в свердловині на рідину з меншою щільністю (на воду або нафту) можливий у тому випадку, якщо пластовий тиск перевищує тиск, що створюється на вибій дегазованою нафтою.

У принципі, послідовну заміну можна назвати промиванням свердловин, але з тією особливістю, що робочий агент, який закачується для промивання, повинен мати щільність меншу ніж середовище, що заповнює свердловину. Послідовна заміна є найпоширенішим способом виклику припливу завдяки своїй універсальності та можливості застосування у випадку, коли пласт складений погано зцементованими породами. Технологія способу полягає у наступному.

Операція на виклик припливу здійснюється або у свердловинах, завершених бурінням, або у свердловинах, завершених ремонтом. У першому випадку свердловини зазвичай заповнені буровим розчином із щільністю, величина якої регламентується правилами безпеки. У другому випадку свердловина зазвичай заповнена або буровим розчином, або спеціально приготованим розчином. Це водний розчин певної мінералізації з добавками поверхнево-активних речовин. В обох випадках пласт повинен перебувати під репресією, величина якої регламентується правилами безпеки у нафтовій та газовій промисловості. Кількість свердловин, що мають вибійний клапан – відсікач і не потребують задавлення при ремонтних роботах, порівняно мала.

При застосуванні способу послідовної заміни приплив флюїду з пласта в свердловину викликається шляхом створення необхідних депресій переважно за рахунок таких двох підходів:

- заміни у свердловині бурового або іншого спеціально приготовленого розчину, які забезпечували задавлення пласта, на розчин меншої щільності, на технічну воду (з поверхнево-активними речовинами або без них), на дегазовану нафту;
- використання пінних систем.

За правилами безпеки різниця в щільності агентів, що послідовно закачуються, не повинна перевищувати 600 кг/м^3 . Така велика різниця допустима лише у випадку добре зцементованих порід та дуже високої якості кріплення обсадної колони.

Для виклику припливу з пласта цим методом у свердловину спускають НКТ до рівня перфораційних отворів і збирають фонтанну арматуру на усті свердловини.

Процес заміщення рідини, що є у свердловині, рідиною меншої щільності здійснюється за схемою, наведеною на рис. 5.3.

Замінювати обтяжену рідину на полегшену можна як за допомогою прямої, так і зворотної циркуляції. Найчастіше при освоєнні свердловин користуються способом зворотної циркуляції. Для цього до бокового відведення трубної головки устьової арматури приєднують пересувний насосний агрегат і в міжколонний простір закачують рідину, щільність якої ρ_{oc} менше щільності важкої рідини $\rho_{п}$ в експлуатаційній колоні. У міру того, коли полегшена рідина заповнює міжколонний простір і витісняє обтяжену рідину в НКТ, тиск у міжколонному просторі в усті зростає і досягає максимуму в той момент, коли полегшена рідина підійде до черевика НКТ [29].

$$p_{vk} = (\rho_{п} - \rho_{oc}) g z_{НКТ} + p_{т} + p_{к} \quad (5.9)$$

де $z_{НКТ}$ – глибина спуску НКТ, м; $p_{т}$ – гідравлічні втрати в НКТ, Па; $p_{к}$ – те саме в міжколонному просторі, Па.

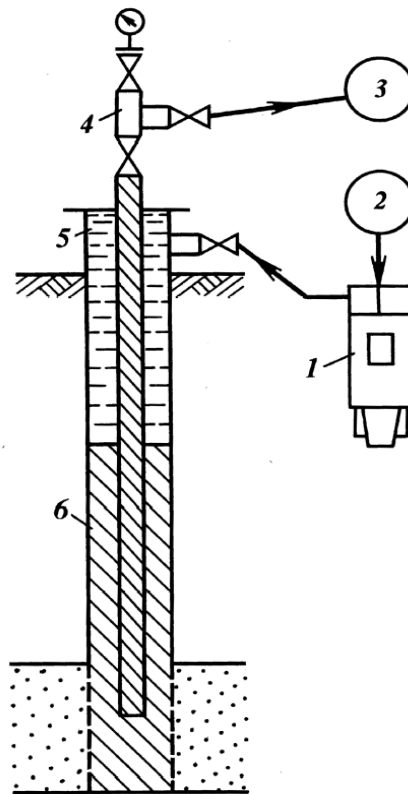


Рисунок 5.3 – Схема об'язування обладнання для заміни бурового розчину водою:

1 – насосний агрегат; 2 – місткість для води (або водовід); 3 – місткість для збирання бурового розчину; 4 – устя свердловини; 5 – вода; 6 – буровий розчин

Для розрахунку гідравлічних втрат можна скористатися формулами при коефіцієнтах гідравлічних опорів, особливо при прокачуванні води або іншої ньютонівської рідини

$$\lambda = 0,1 (1,46 \Delta_{\text{ш}}/d_{\text{в}} + 100/Re)^{0,25}; \quad (5.10)$$

$$\lambda_{\text{к}} = 0,107 [1,46 \Delta_{\text{ш}}/(d - d_{\text{н}}) + 100/Re_{\text{к}}]^{0,25}, \quad (5.11)$$

де $\Delta_{\text{ш}}$ – шорсткість поверхні труб, м (для розрахунків можна приймати $\Delta_{\text{ш}} = 0,15 \div 0,3$ мм); d , $d_{\text{н}}$ та $d_{\text{в}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, зовнішній та внутрішній діаметри колони НКТ відповідно, м; Re і $Re_{\text{к}}$ – числа Рейнольдса відповідно до НКТ та у міжтрубному просторі.

Тиск p має задовольняти умову

$$p_{\text{ук}} \leq \min \begin{cases} p_{\text{оп}} \\ p_{\text{нп}} \end{cases}, \quad (5.12)$$

де $p_{\text{оп}}$ – тиск опресування експлуатаційної колони, Па; $p_{\text{нп}}$ – найбільший тиск, який може створювати пересувний насосний агрегат при закачуванні полегшеної рідини, Па.

Спільним розв'язком рівнянь (5.9) та (5.12) можна знайти мінімально допустиме значення щільності полегшеної рідини для першого циклу циркуляції. Якщо порода продуктивного пласта слабостійка, то величину зниження щільності рідини за один цикл циркуляції обмежують (наприклад, приймають $\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ос}} \leq 100 - 150$ кг/м³). У деяких випадках для зменшення рівня тиску в свердловині, при якому може початися приплив з пласта, доводиться застосовувати дві або більше рідини; при цьому щільність кожної наступної рідини, що закачується в міжколонний простір, менша за щільність попередньої.

Об'єм порції кожної полегшеної рідини

$$V_{\text{ос}} = 0,785(d^2 - d_{\text{н}}^2 + d_{\text{в}}^2)z_{\text{НКТ}}\alpha_{\text{с}} \quad (5.13)$$

а тривалість закачування

$$t_{\text{оз}} = V_{\text{ос}} / q_{\text{нп}}, \quad (5.14)$$

де $\alpha_{\text{с}}$ – коефіцієнт довжини; $q_{\text{нп}}$ – подача насоса, що закачує полегшену рідину, м³/с.

Тиск на вибій з початку надходження полегшеної рідини в НКТ зменшуватиметься і в якийсь момент зрівняється з пластовим

$$p_{\text{пл}} = [\rho_{\text{ос}} h_{\text{ос}} + (z_{\text{пл}} - h_{\text{ос}}) \rho_{\text{п}}]g + \Delta p_{\text{пр}} \alpha_{\text{с}} (z_{\text{НТК}} - h_{\text{ос}}) + \Delta p_{\text{ос}} \alpha_{\text{с}} h_{\text{ос}},$$

де $z_{\text{пл}}$ – глибина експлуатаційного горизонту, на якій тиск дорівнює $p_{\text{пл}}$, м; $h_{\text{ос}}$ – висота стовпа полегшеної рідини в НКТ, м; $\Delta p_{\text{пр}}$ та $\Delta p_{\text{ос}}$ – градієнти гідравлічних втрат при перебігу відповідно важкої та полегшеної рідин у НКТ, Па/м.

Тоді обсяг полегшеної рідини V'_{oc} , після закачування якого тиски зрівнюються

$$V'_{oc} = F_k \alpha_c z_{\text{НКТ}} + F_b \alpha_c (\rho_{\text{п}} g z_{\text{пл}} + \Delta p_{\text{пр}} \alpha_c z_{\text{НКТ}} - p_{\text{пл}}) / [(\rho_{\text{п}} - \rho_{oc})g + (\Delta p_{\text{пр}} - \Delta p_{oc}) \alpha_c], \quad (5.15)$$

де F_k і F_b – площі перерізу прохідних каналів відповідно у міжколонному просторі та в НКТ, м².

При подальшому зниженні тиску в свердловині виникне депресія і може початися приплив із пласта

$$P_{\text{деп}} = (V_{oc} - V'_{oc}) [(\rho_{\text{п}} - \rho_{oc})g + (\Delta p_{\text{пр}} - \Delta p_{oc}) \alpha_c] / F_b. \quad (5.16)$$

Закачування полегшеної рідини припиняють, якщо швидкість виходу рідини з НКТ на усті швидко збільшується, а тиск у міжколонному просторі в усті зменшується.

При заміні рідин полегшеними можливі випадки, коли приплив флюїдів із пласта починається до закінчення процесу. При цьому тиск на викиді насосів зменшується, і їх подачі може вистачити для підтримки припливу. У таких випадках, а особливо при випробуванні слабозцементованих і схильних до руйнування колекторів, на викидній лінії встановлюють штуцер, яким регулюють швидкість потоку і тиск. Регулювати тиск на вибій рекомендується також при виклику припливу зі свердловин з високим газовим фактором і газових свердловин, оскільки швидке вивільнення рідини може призвести до деформації колон. Установлення штуцерів та регулювання потоку рекомендуються для плавного запуску свердловини, при якому тиск на вибій поступово знижується. В результаті зростання тиску на усті при закачуванні в свердловину меншої щільності рідини може спостерігатися поглинання розчину. У цьому випадку рекомендується усунути всі штучні опори (прибрати штуцери, повністю відкрити засувки) та зменшити подачу насосних агрегатів. Доцільно також передбачати обробку рідини ПАР, що закачується, щоб рідина, яка потрапляє в пласт, не погіршувала його колекторських властивостей. Іноді депресія, отримана внаслідок заміни рідин, недостатня для виклику припливу із пласта. Тоді використовують інші способи зниження тиску на вибій.

Застосування рідких агентів для послідовної заміни вмісту свердловин дозволяє як завгодно плавно зменшувати тиск на вибої свердловини. Це, безперечно, найважливіша перевага способу. Спосіб також характеризується найбільшою простотою і, як правило, недефіцитністю рідких агентів, що застосовуються.

Під час операції із заміни вмісту свердловини на агент меншої щільності необхідно постійно контролювати склад і властивості потоку, що виходить зі свердловини. Це дозволить надійно керувати процесом промивання свердловини.

З метою економії робочих агентів, а головне, з метою безпеки від руйнування породи ПЗП і, що особливо важливо, для збереження надійного

зчеплення цементного кільця з металом обсадної експлуатаційної колони і з породою пласта рекомендується робити витримки після заміни в свердловині одного агента на інший. Витримка – це припинення закачування в затрубний простір чергового робочого агента. При цьому тиск на вибої зменшується на величину, що дорівнює втраті тиску на тертя в колоні НКТ. Витримка може тривати від десятків хвилин до кількох годин. Під час витримки може статися приплив із пласта в свердловину, не треба буде закачувати до неї новий робочий агент меншої щільності. Під час витримки необхідно здійснювати контроль за поведінкою свердловини.

Застосування рідких агентів дозволяє як завгодно плавно зменшувати тиск на вибої свердловини. Однак ступінь зменшення вибійного тиску обмежений та визначається щільністю дегазованої нафти. Тому за допомогою рідких агентів не можна викликати приплив у пробурених свердловинах з пластовим тиском істотно нижче за гідростатичний.

У разі низьких пластових тисків виклик припливу з пласта в свердловину може бути здійснений, якщо використовувати пінні системи. Технологічно можна створити пінні системи з дуже широким діапазоном зміни густини – від 900 кг/м^3 до 100 кг/м^3 .

Піни – це структуровані дисперсні системи, в яких дисперсною фазою є бульбашки газу, розділені тонкими прошарками рідкого дисперсійного середовища.

Піни діляться на двофазні та трифазні, на одно- та багатокомпонентні. Двофазна однокомпонентна піна, наприклад, утворюється всього трьома складовими: рідиною, газом і якоюсь ПАР. Масова частка ПАР у пінах зазвичай становить трохи більше 2 %. Поверхнево-активні речовини слугують піноутворювачами. Для піноутворення можуть використовуватись як іоногенні, так і неіоногенні ПАР.

Трифазна піна містить тверду фазу. Тверда фаза у вигляді найдрібніших частинок (наприклад, глини) розподіляється в прошарках рідкого дисперсійного середовища, зміцнює рідинний каркас, надає піні властивості відновлюваності (тиксотропності) вихідної структури. Стійкість від руйнування трифазних пін значно вища ніж двофазних.

При освоєнні свердловин можуть застосовуватися як одно- так і багатокомпонентні двофазні піни. Навіть найпростіша пінна система має в'язкопластичні та пружні властивості, які здатні надавати позитивний вплив на результативність процесу виклику припливу з пласта в свердловину.

Застосування пінних систем запобігає проникненню в привибійну зону додаткової кількості фільтрату, а також може забезпечити повне очищення привибійної зони від глинистих частинок і води, що проникли в пласт у процесі розкриття бурінням і перфорацією. З метою запобігання проникненню додаткової кількості фільтрату виклик припливу слід здійснювати заміною свердловинної рідини однокомпонентною двофазною піною з малим ступенем аерації при прямій схемі циркуляції. Після повної заміни свердловинної рідини піною необхідно приступити до закачування в свердловину піни з меншою

щільністю, але вже за кільцевою схемою циркуляції, тобто нові порції меншої щільності піни направляти в свердловину через затрубний простір.

Освоєння свердловин піною з повним видаленням прониклого в пласт промивного розчину полягає в тому, що до виклику припливу в свердловину закачується багатокомпонентна піна до досягнення тиску у вибої вище гідростатичного. Рекомендується такий склад багатокомпонентної піни (масова частка, %):

ПАР	від 1,0 до 2,0
Гідроокис натрію	від 3,0 до 5,0
Гідрофобізатор	від 1,0 до 3,0
Метанол	від 20 до 40
Вода	інше

У результаті закачування багатокомпонентної піни зазначеного складу в привибійній зоні створюється фізико-хімічна обстановка, що сприяє очищенню породи від твердих частинок і води, які успішно видаляються при подальшому виклику припливу. Гідроокис натрію (NaOH) у поєднанні з ПАР посилює диспергування та пептизацію (розпад агрегатів з колоїдних частинок) твердих частинок, одна частина яких потім поглинається міцелами в результаті явища солюбілізації (колоїдне розчинення – мимовільне проникнення низькомолекулярної речовини всередину бульбашки піни). Гідрофобізатор у поєднанні з ПАР забезпечує надійну гідрофобізацію поверхні твердих частинок, які згодом легко прилипають до бульбашок газу. Метанол сприяє дегідратації низькопроникних пластів та прошарків, завдяки чому відновлюється їх природна проникність. Зазначений склад змішують, а потім спінюють. Питома концентрація газу в піні у пластових умовах може досягати величини 1,5.

Технологія застосування багатокомпонентної піни така. Після заміни свердловинної рідини однокомпонентною піною за схемою прямої циркуляції в колоні НКТ закачують спочатку близько 3 м³ багатокомпонентної піноутворюючої рідини (водний розчин ПАР з добавкою гідроксиду натрію, тонкодиспергированного гідрофобізатора і метанолу), а потім – двофазну багатокомпонентну піноутворюючу рідину. Після витіснення всього об'єму багатокомпонентної піноутворюючої рідини з НКТ в кільцевий простір останнє герметизують і починають процес продавлювання багатокомпонентної піни в привибійну зону до досягнення тиску на вибої свердловини приблизно на 5 МПа вище гідростатичного. Після цього свердловину витримують до 4 годин і приступають до виклику припливу із пласта із застосуванням однокомпонентної піни за схемою зворотної циркуляції.

Концентрація газу в пінній системі залежить від властивостей та витрати піноутворюючої рідини та глибини свердловини. При виклику припливу із пластів, що знаходяться на глибині, наприклад, до 3000 м, достатньо компресорів, що створюють тиск до 10 МПа, та насосних агрегатів, що забезпечують витрату рідини до 5 л/с. Кількість насосно-компресорної техніки, що використовується, при цьому може не залежати від глибини свердловини.

На рис. 5.4 наведена приблизна схема розташування наземного обладнання при виклику припливу із застосуванням двофазної піни. Спочатку насосом 2 розчин ПАР з мірної ємності 1 через змішувач 3 по лінії 8 закачують в колону НКТ 9. Вміст свердловини із затрубного простору 10 буде надходити в місткість 11. Як тільки з'явиться циркуляція, в змішувач 3 компресором 4 слід подавати стиснений газ. Контроль за процесом забезпечується манометрами 6 і витратоміром газу 5. Зворотні клапани 7 запобігають потраплянню газу в насос, а рідини в компресор. Стиснений газ у змішувач слід подавати, плавно нарощуючи, починаючи з малих доз. У потрібний момент пряма система подачі піни в свердловину змінюється на зворотну.

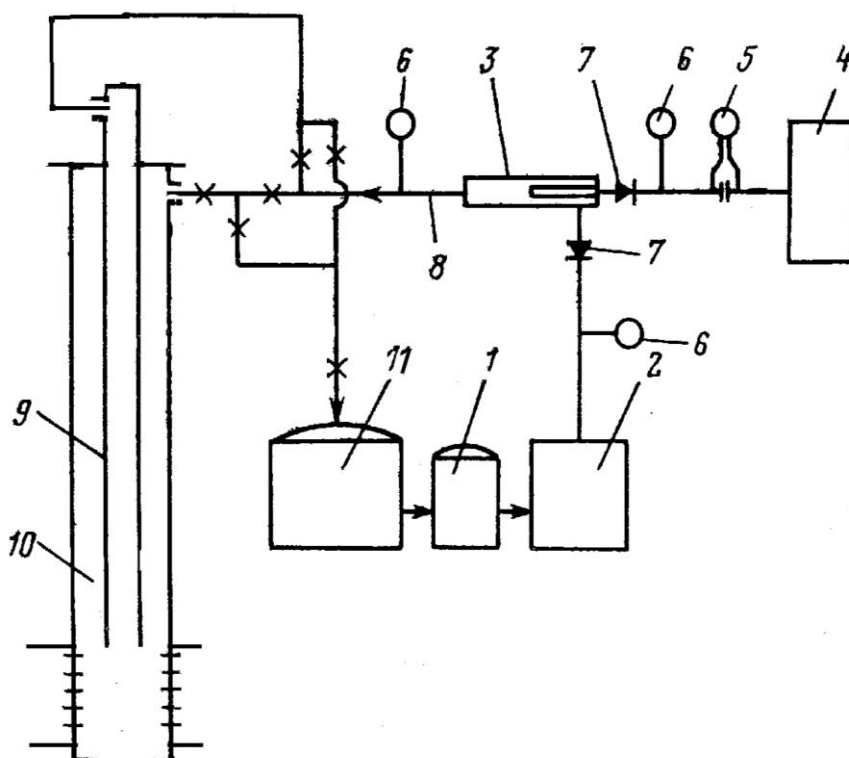


Рисунок 5.4 – Схема розташування наземного обладнання при виклику припливу свердловини із застосуванням двофазної піни

5.5 ЗНИЖЕННЯ ТИСКУ НА ВИБІЙ ЗА ДОПОМОГОЮ СТИСНЕНОГО ГАЗУ

Зниження тиску на вибій з метою викликання припливу за допомогою стисненого газу є одним із найпоширеніших способів. Цей спосіб дозволяє викликати приплив при встановленому на усті обладнанні і створювати значні депресії на пласт різко або плавно.

Залежно від глибини свердловини, міцності колон та наявності обладнання зниження тиску на вибій здійснюють різними технологічними прийомами: витісненням (заміною) частини рідини, що знаходиться у свердловині, газом; зміною напрямку потоку стисненого газу; застосуванням пускових отворів та клапанів; нагнітання в свердловину «газових пачок»; аеруванням рідини; промиванням пінами. Кожен із цих прийомів здійснюється за своєю

технологічною схемою. При цьому слід враховувати, що правила безпеки в нафтовій та газовій промисловості (ПБ 08-624-03) забороняють зниження рівня рідини в експлуатаційній колоні з використанням повітря [27].

5.5.1 Витіснення рідини газом

Найбільш поширеними в даний час на промислах є пересувні компресорні установки УКП-80 з подачею 8 м³/хв і максимальним тиском 8,0 МПа. Рідше застосовують установки КС-16-100 (КПУ-16-100) з подачею 16 м³/хв, тиском 10 МПа та КПУ-16-250 з тією ж подачею та тиском 25,0 МПа.

Знаючи діаметри експлуатаційної колони і спущених у свердловину насосно-компресорних труб, щільність рідини, що знаходиться в свердловині, можна визначити глибину H , до якої буде знижений рівень при використанні компресорів різної потужності:

– при закачуванні газу в затрубний простір

$$h_1 = \frac{10^4 \cdot p}{\rho} \cdot \frac{V_3}{V_k}, \quad (5.17)$$

– при закачуванні газу до НКТ

$$h_2 = \frac{10^4 \cdot p}{\rho} \cdot \frac{V_T}{V_k}, \quad (5.18)$$

де h_1, h_2 – глибини зниження рівня відповідно у затрубному просторі та НКТ, м; p – максимальний тиск, створюваний компресором, МПа; ρ – щільність рідини, що є у свердловині, г/см³; V_3, V_T, V_k – обсяг одиниці затрубного простору, НКТ та колони відповідно.

Розрахунки показують, що при використанні компресора УКП-80 у свердловині, заповненою водою, з діаметром колони 146 мм, куди спущені НКТ діаметром 73 мм, рівень можна знизити на 600 м, закачуючи газ у затрубний простір, і на 200 м, закачуючи газ НКТ. Коли діаметр колони 168 мм і діаметр НКТ 73 мм, глибини зниження рівня в затрубному просторі та трубах мають значення 670 м і 135 м відповідно. Отже, не використовуючи інших прийомів у роботі, можна створити депресію на пласт у 146 мм – колоні 6,0 МПа та в 168 мм – колоні – 6,7– 7,0 МПа, якщо закачувати газ у затрубний простір, і відповідно 2, 0 та 1,4 МПа при закачуванні газу в НКТ.

Для того щоб стався прорив газу через черевик насосно-компресорних труб у заповненій рідиною свердловині необхідно виконати умову

$$p_{\text{пуск}} = \frac{\rho \cdot H}{10^4}, \quad (5.19)$$

де $p_{\text{пуск}}$ – пусковий тиск, МПа; H – глибина спуску НКТ, м; ρ – щільність рідини у свердловині, г/см³.

Якщо статичний рівень знаходиться на якійсь відстані від устя, то пусковий тиск визначають за емпіричними формулами:

– для закачування газу в затрубний простір

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h \cdot \rho}{10^4} \cdot \frac{D^2}{d^2}, \quad (5.20)$$

– для закачування газу в НКТ

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h \cdot \rho}{10^4} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}, \quad (5.21)$$

де h – глибина спуску черевика труб під рівень, м; D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м; d – внутрішній діаметр НКТ, м.

Зауважимо, що величина пускового тиску для другого випадку може бути значно меншою, оскільки вона залежить від відношення щільності розчинів у затрубному просторі та трубах.

Максимальну глибину спуску черевика НКТ під рівень рідини під час роботи компресором можна обчислити як:

$$h = \frac{10^4 \cdot p_{\text{пуск}} \cdot (D^2 - d^2)}{\rho \cdot D^2}. \quad (5.22)$$

Для 146 мм колони і 73 мм НКТ при $p_{\text{пуск}} = 8,0$ МПа ця величина дорівнює 600 м. Шляхом витіснення рідини спочатку з затрубного простору, а потім з НКТ можна здійснити продування свердловин на велику глибину. Так, в 146 мм колоні при тиску 8,0 МПа рівень рідини встановиться на глибині 600 м від устя.

Потім закачують газ у НКТ. При тиску близькому до 8,0 МПа почнеться витіснення води зі свердловини, яка потім аерується і буде повністю заміщена газом. Отже, здійснюючи процес послідовно за два прийоми можна довести депресію на пласт до 12,0 МПа.

При використанні НКТ діаметром 60 мм і колон більшого діаметра це значення може бути вищим (табл. 5.6) [23].

Таблиця 5.6

Глибина зниження рівня води компресором методом перемикання потоку при НКТ діаметром 73 мм (чисельник) та 60 мм (знаменник)

Показник	Тиск компресора, МПа	Діаметр колони, мм	
		146	168
Зниження рівня при закачуванні газу в затрубний простір	8,0	600/670	670/700
	10,0	750/840	830/890
Додаткове зниження рівня при закачуванні газу в НКТ	8,0	600/670	670/700
	10,0	750/840	830/940
Загальне зниження рівня за два прийоми	8,0	1200/1340	1340/1410
	10,0	1500/1680	1660/1830

Наведені вище розрахунки справедливі лише у випадку, коли відсутній приплив з пласта. За наявності припливу рівень у свердловині буде збільшуватися, і тиску компресора може вистачити.

5.5.2 Нагнітання газових пачок

Одним із способів зниження тиску на вибій за допомогою компресорів у глибоких свердловинах є нагнітання в свердловину газових пачок. Технологічна схема процесу наведена на рис. 5.5.

До затрубного простору свердловини підключають компресорну установку та насосний агрегат. Після промивання свердловини в затрубний простір нагнітають газ, поки тиск досягне максимальної величини для встановленої компресорної установки. Потім рідиною, яку закачує насосний агрегат, проштовхують газ, що знаходиться в затрубному просторі, до черевика насосно-компресорних труб. При зниженні тиску на викиді насосного агрегату нижче за p_{\max} компресорною установкою знову нагнітають газ. При тиску p_{\max} компресор зупиняють і включають насосний агрегат.

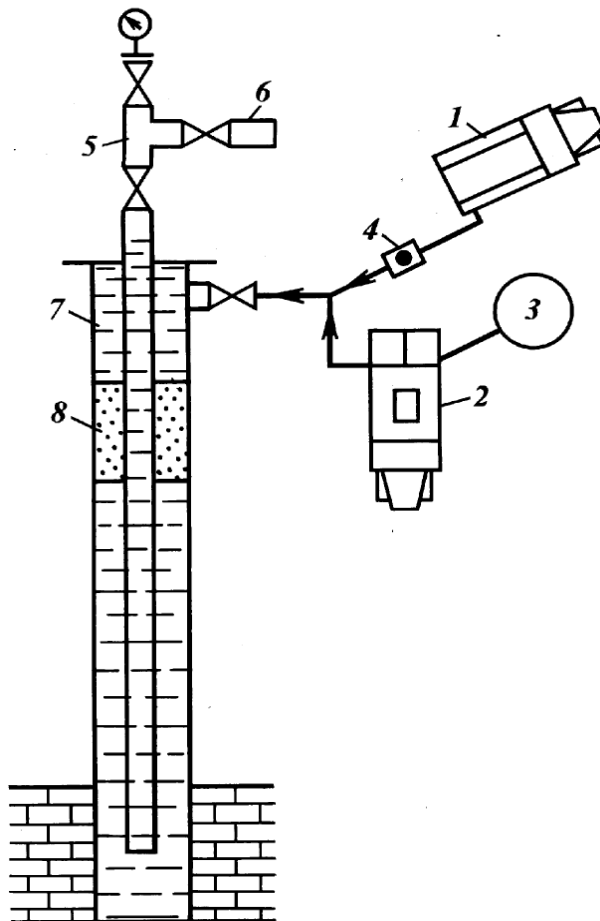


Рисунок 5.5 – Схема нагнітання в свердловину газових пачок для зниження тиску на вибій:

1 – компресор; 2 – насосний агрегат; 3 – місткість для води чи водовід;
4 – зворотний клапан; 5 – устя свердловини; 6 – штуцерна камера; 7 – вода; 8 – газ

Чергування роботи компресорної установки та насосного агрегату проводять до моменту виходу газу через черевик НКТ. У момент, коли перша газова пачка почала підніматися по НКТ, за рахунок сил нагнітання й енергії газу, що розширюється, відбувається викид рідини, що знаходиться в НКТ, і прорив газу. Це може супроводжуватися створенням різкої депресії на пласт. Вихід наступних пачок рідини та газу також супроводжується викидом. При нормальній роботі компресорної установки та регулюванні виходу газорідинної суміші з НКТ досвідченим майстрам вдається описуваним способом здійснити продування свердловин газом глибиною понад 2500 – 3500 м.

Іноді для створення короткочасних, але різких депресій на пласт у свердловину закачують тільки одну пачку газу і продавлюють до черевика насосно-компресорних труб. Розширюється газ і як поршень виштовхує рідину з НКТ, внаслідок чого у черевика НКТ виникає зона знижених тисків, збільшується депресія на пласт і створюються умови для припливу рідини з пласта. Надалі рідина із затрубного простору заповнить НКТ і встановиться на якомусь рівні, депресія на пласт зменшиться.

За відсутності припливу операцію можна повторити неодноразово. У глибоких свердловинах за допомогою однієї газової пачки не вдається отримати максимальну депресію, але експлуатаційна колона і пласт зазнають великих знакозмінних навантажень, які можуть бути причиною деформації колони. Тому перед плануванням та здійсненням процесу має бути ретельно вивчений стан свердловини.

У літературі описано досвід використання компресорів низького тиску для створення газових подушок та у затрубному просторі. Особливістю процесу є наявність газозбірної батареї, в яку газ нагнітається компресором під невеликим тиском і звідки він потім витісняється в свердловину.

Описуваним способом можна проводити заміщення рідини газом за допомогою цементувального агрегату у свердловинах будь-якої глибини. Для цього треба мати газозбірник необхідної міцності. Від об'єму газозбірника залежить час проведення процесу. Чим більший об'єм свердловини, тим більше при даних об'єму газозбірника та тиску газу потрібно часу на здійснення процесу.

Глибину зниження рівня рідини у свердловині, що змінюється в діапазоні від 400 м до 1600 м, можна визначити з табл. 5.7 за заданим максимальним тиском, що створюється компресором, і кількістю води, що нагнітається в кільцевий простір [39].

Якщо умови виклику припливу відрізняються від наведених у табл. 5.7, то використовують таку формулу [5]

$$H = k_{вп} \left[H_{в} + \frac{H_{в.п} p_{к}}{p_{к} + \rho g H_{в}} \right] \frac{S}{S + S_{НКТ}}, \quad (5.23)$$

де $k_{в.п}$ – емпіричний коефіцієнт, $k_{в.п} = 0,8$; $H_{в}$ – висота стовпа води, що надійшла в затрубний простір; $H_{в.п}$ – висота повітряної подушки; $p_{к}$ – тиск повітря в кільцевому просторі (на виході компресора) перед нагнітанням води; S – площа

перерізу кільцевого простору; ρ – щільність води; $S_{\text{нкт}}$ – площа прохідного перерізу колони НКТ.

Таблиця 5.7

Визначення глибини зниження рівня рідини у свердловині

Глибина зниження рівня рідини у свердловині, м	Тиск повітря в кільцевому просторі перед нагнітанням води, МПа	Кількість води, закачаної в кільцевий простір, м ³	Глибина зниження рівня рідини у свердловині, м	Тиск повітря в кільцевому просторі перед нагнітанням води, МПа	Кількість води, закачаної в кільцевий простір, м ³
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20

Рівень рідини над повітряною подушкою визначається об’ємом закачаної рідини V_B і площею внутрішнього перерізу колони S :

$$H_B = V_B/S. \tag{5.24}$$

Висота повітряної подушки залежить від тиску повітря в кільцевому просторі перед нагнітанням води:

$$H_{\text{ВП}} > \frac{P_K}{\rho g}. \tag{5.25}$$

Для того щоб бульбашки повітря не могли рухатися назустріч потоку, продуктивність насоса під час нагнітання води повинна задовольняти таку умову:

$$Q_B > S[\omega]_{\text{min}}, \tag{5.26}$$

де $[\omega]_{\text{min}}$ – мінімальна швидкість води, що запобігає напрямку руху вгору бульбашок повітря в затрубному просторі, $[\omega]_{\text{min}} = 0,4$ м/с.

Якщо необхідна глибина зниження рівня води в свердловині відома, співвідношення між значеннями H_B і $H_{\text{В.П}}$ можна визначити за формулами

$$H_{\text{ВП}} = \left(1 + \frac{\rho_p g H_B}{P_K} \right) \left(\frac{S + S_{\text{нкт}}}{K_{\text{В.П.}} S} - H_B \right). \tag{5.27}$$

$$H_B = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4\rho_p g C}}{2\rho_p g}. \tag{5.28}$$

Коефіцієнти B і C , які входять у рівняння (5.28), визначають за формулами

$$B = \frac{\rho_p g (S + S_{\text{НКТ}}) H_{\text{в}}}{\kappa_{\text{в.п.}} S} - p_{\text{к}}, \quad (5.29)$$

$$Z = \left(\frac{S + S_{\text{НКТ}}}{\kappa_{\text{в.п.}} S} - H_{\text{в.п}} \right) - p_{\text{к}}. \quad (5.30)$$

Враховуючи, що в умовах бездоріжжя доставка важкого УКП-8-80 пов'язана з великими витратами, на окремих розвідувальних свердловинах використання даного способу заміщення рідини газом може бути економічно і технологічно не виправдано.

Зауважимо, що цей спосіб дозволяє створити повітряну подушку в усьому затрубному просторі, і наступним викидом рідини з НКТ можуть бути створені умови повного осушення свердловини, тобто максимальна депресія на пласт.

5.5.3 Аерування рідини

За допомогою методу аерації можна поступово збільшувати депресію до заданої величини. Суть процесу аерації полягає в поступовому зниженні щільності рідини в затрубному просторі та НКТ внаслідок одночасного нагнітання у свердловину певної кількості стисненого повітря (газу) та води (нафти). Рухаючись вниз кільцевим простором, робочий агент, змішаний з рідиною, додатково стискається під вагою стовпа рідини, поки не досягне черевика НКТ. Дійшовши до черевика труб, бульбашки робочого агента потрапляють із затрубного простору в НКТ і поступово розширюючись віддають отриману ними енергію, внаслідок чого рідина піднімається, одночасно знижується її щільність всередині НКТ. Зі збільшенням закачування стисненого робочого агента депресія плавно збільшується, внаслідок чого свердловину в певний момент надходить з пласта його флюїд. До початку виклику припливу необхідно виконати такі роботи [9]:

1) спустити НКТ і ретельно промити свердловину технічною водою (якщо в ній був буровий розчин) з ПАР;

2) черевик колони НКТ має бути встановлений на 5 – 10 м вище за верхні отвори перфорації обсадної колони;

3) устя свердловини обладнується повним комплектом фонтанної арматури хрестового або трійникового типу та приводиться в робочий стан;

4) на верхній робочій струні фонтанної арматури встановлюється штуцер з оптимальним розміром каналу для попередження надлишкової депресії на пласт або надлишкового протитиску в свердловину для її очищення;

5) обв'язують зі свердловиною цементуючий агрегат та компресор.

Схема однорядного ліфта при аерації зображена на рис. 5.6.

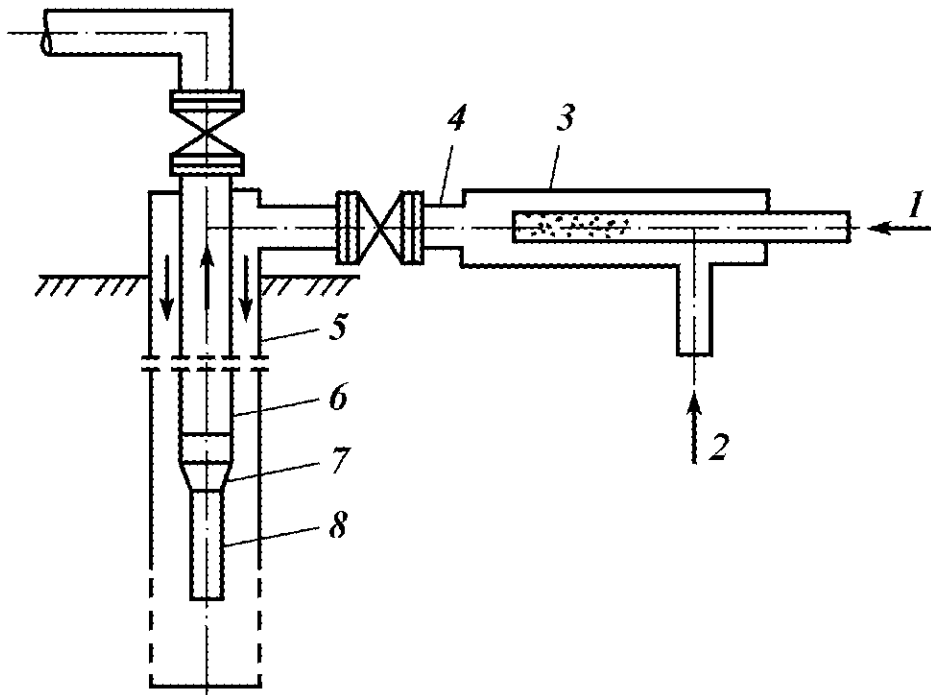


Рисунок 5.6 – Схема однорядного ліфта при аерації:
 1, 2 – лінія подачі відповідно газу та рідини; 3 – змішувач; 4 – засувка;
 5 – обсадна колона; 6, 8 – НКТ; 7 – перевідник

Стиснене повітря, яке подається компресором (або газ із газопроводу високого тиску), змішується з водою в аераторі (рис. 5.7), опресованому тиском 15 МПа.

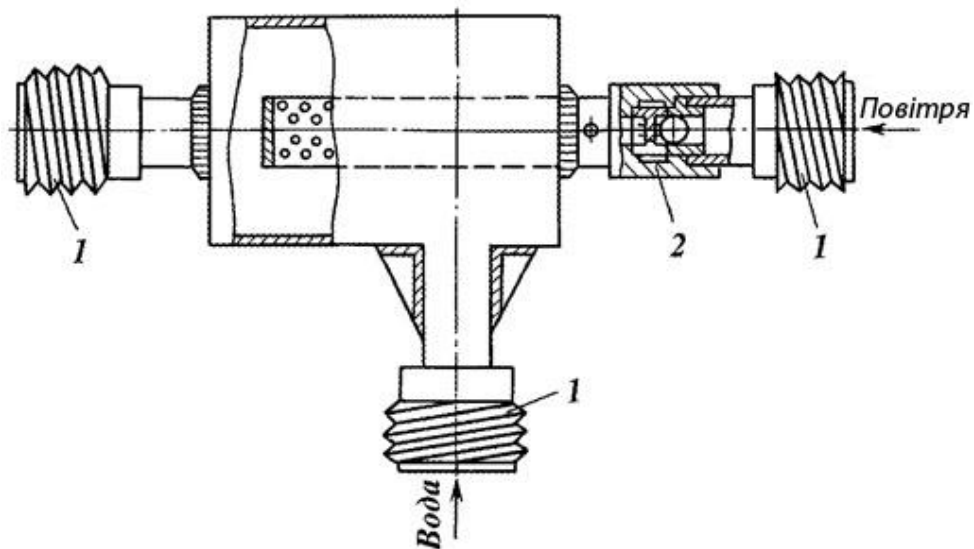


Рисунок 5.7 – Аератор:
 1 – гайка швидкого з'єднання; 2 – витратомір повітря

Схема підключення обладнання до свердловини під час проведення аерування наведена на рис. 5.8.

Технологічна схема процесу містить такі операції:

- промивання свердловини;
- промивання свердловини аерованою рідиною при спільній роботі компресорної установки та насосного агрегату;
- продування свердловини газом.

Для успішного створення аерації підбирають таке співвідношення між кількістю рідини, що подається в одиницю часу, і стисненого повітря (газу), щоб забезпечити рух бульбашок до черевика НКТ без утворення газових пачок, наявність яких призведе до необхідності перервати процес унаслідок високих тисків на усті та починати його заново.

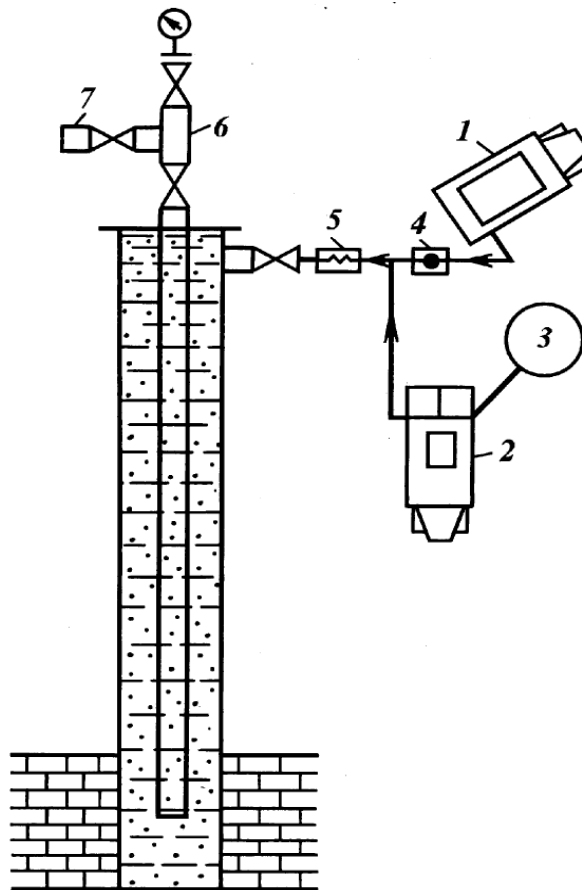


Рисунок 5.8 – Схема обв'язування обладнання під час проведення аерування рідини:

*1 – підтискна гайка; 2 – сопло; 3 – прокладка; 4 – регулювальне кільце;
5 – корпус гідроактиватора; 6, 7 – екрани*

З метою контролю за якісним проведенням аерації на лінії нагнітання повинен встановлюватися витратомір повітря (або газу). При подачі води необхідно, щоб швидкість низхідного потоку суміші була більшою за швидкість спливання бульбашок повітря. Остання приймається не більше 0,15 – 0,30 м/с. Якщо ця умова не виконується, то бульбашки повітря спливатимуть, утворюючи «повітряну подушку» в затрубному просторі, що призведе до зриву процесу аерації.

Крім того, необхідно стежити, щоб тиск на подолання гідравлічних втрат і різниці щільності рідини (суміші) у трубах та затрубному просторі в сумі не перевищував максимального тиску, що розвивається компресором. Тому в розрахунках, крім тиску на подолання сил тертя під час руху рідини, необхідно враховувати щільність аерованої рідини, що надходить у свердловину. Наприклад, у свердловині глибиною 2500 м, заповненою водою, при досягненні щільності аерованої рідини, що дорівнює 900 кг/м^3 , перепад між тиском у трубах та затрубному просторі буде близько 2,5 МПа. У зв'язку з цим у початковий період, до виходу аерованої рідини зі свердловини, витрата газу мінімальна, збільшують його плавно з урахуванням швидкості руху рідини в свердловині.

Практично процес аерації необхідно починати при подачі води 4,5 – 5,5 л/с (у свердловинах з експлуатаційною колоною діаметром 146 мм та НКТ діаметром 73 мм × 60 мм) та при подачі повітря 120 – 130 л/с ($7,5 \text{ м}^3 / \text{хв}$) компресором УКП-80.

Процес аерування починається промиванням свердловини на кількох режимах для встановлення подачі насосного агрегату за різних тисків.

Процес аерації завжди треба розпочинати при заповненій рідиною свердловині. Якщо рівень рідини в свердловині був знижений за допомогою будь-якого методу, а приплив не отриманий, перед аерацією свердловину знову необхідно заповнити рідиною.

Спочатку в роботу включають цементувальний (промивний) агрегат для визначення тиску в лінії нагнітання при оптимальній подачі рідини. Цей тиск не повинен перевищувати 4,0 – 4,5 МПа. Потім підключають компресор і тиск на лінії нагнітання зростає (приблизно на 10 – 15 МПа за рахунок збільшення швидкості потоку). З цього моменту розпочинається перший етап аерації. У міру нагнітання води та повітря тиск у затрубному просторі поступово зростає, досягаючи певного значення, і деякий час тримається на одному рівні.

Підвищення тиску пояснюється тим, що при русі вниз циркулюючої суміші щільність рідини в НКТ у початковий період перевищує щільність суміші в кільцевому просторі, внаслідок чого створюється додатковий тиск. Коли аерована суміш досягає черевика і проходить усередину НКТ, різниця в щільності поступово зникає, а тиск знову падає. Якщо під час закачування аерованої рідини тиск на лінії нагнітання почне перевищувати робочий тиск компресора (газу в колекторі), то необхідно збільшити подачу рідини або на деякий час відключити компресор (закрити газ).

Повітря (газ) із суміші потрапляє в НКТ і викликає викид рідини. Щільність суміші в трубах поступово зменшується, і тиск на лінії нагнітання падає. З початку падіння тиску зменшують подачу рідини, переводячи агрегат на першу швидкість, з наступною його зупинкою. Компресор залишають працювати.

Для контролю над збільшенням депресії необхідно вимірювати кількість витісненої зі свердловини рідини об'ємним чи іншим способом.

У момент зниження тиску в затрубному просторі пласт може працювати. Це стає помітно підвищенням тиску на буфер і в затрубному просторі.

При роботі пласта свердловину перемикають на запасну лінію або через трійник на ній для відпрацьовування, після чого струмінь направляють на робочу лінію через штуцер.

За відсутності припливу зі свердловини на момент першого падіння тиску процес аерації продовжують.

5.5.4 Виклик припливу з використанням муфт з пусковими отворами або пускових клапанів

Цей метод є одним із варіантів аерування рідини при виклику припливу.

Приплив у свердловину досягають шляхом зниження рівня рідини в трубах за рахунок її аерації та подальшого викиду. Перед пуском у свердловину на колоні НКТ розміщують у попередньо розрахованих місцях спеціальні пускові клапани. Використовуючи компресорний агрегат, у затрубний простір нагнітають повітря і знижують рівень рідини. Якщо рівень рідини в затрубному просторі буде нижчим від рівня розміщення клапана на колоні НКТ, то при його відкритті повітря з затрубного простору надійде в колону і витіснить рідину, що знаходиться над клапаном.

У разі застосування кількох пускових клапанів після першого викиду рідини отвір у першому клапані перекривають (наприклад, за допомогою канатної техніки), а рівень рідини в затрубному просторі знижують до рівня розміщення наступного клапана.

Кількість пускових клапанів залежить від значення депресії, яку необхідно отримати для виклику припливу пластової рідини.

Відстань від устя свердловини до місця розміщення першого клапана [9]

$$L_1 = h_{\text{ст}} + \frac{P_{\text{комп}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_{\text{р}} - \frac{\rho_{\text{г}} P_{\text{комп}}}{P_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L, \quad (5.31)$$

де $h_{\text{ст}}$ – відстань від устя свердловини до статичного рівня свердловини, м; $P_{\text{комп}}$ – тиск на виході компресора, Па; $\rho_{\text{г}}$ – щільність газу (повітря), що нагнітається в затрубний простір, кг/м^3 ; $P_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, Па; ΔL – різниця між розрахунковим та фактичним рівнями розміщення клапана, м.

У разі застосування пускових клапанів після аерації викиду рідини з НКТ отвір у першому клапані за допомогою канатної техніки перекривається, і починаються роботи з аерації через наступний, встановлений нижче клапан.

Клапан (або отвір у муфті) слід розташовувати на 20 – 25 м вище за розрахований рівень. Якщо клапан та розподіл середовищ знаходяться на одному рівні, то тиск у затрубному просторі та НКТ будуть однаковими, внаслідок чого повітря не проходить через клапан.

Другий зверху клапан розміщують на глибині

$$L_2 = L_1 + \frac{P_{\text{КОМП}}}{g \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left(\rho_p - \frac{\rho_{\text{Г}} P_{\text{КОМП}}}{P_{\text{АТ}}} \right)} - \Delta L, \quad (5.32)$$

Формулу (5.32) використовують також для визначення глибини розміщення наступного клапана. Глибина розміщення нижнього клапана не повинна бути меншою за рівень, що забезпечує виклик припливу в свердловину. При визначенні рівня розміщення клапанів рівень рідини, що сприяє припливу в свердловину, може бути заданим безпосередньо через депресію на пласт, яку необхідно створити:

$$H_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пл}} - \Delta p}{\rho_p g}, \quad (5.33)$$

де $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск; Δp – депресія на пласт, що забезпечує виклик припливу у свердловину.

Пусковий тиск визначають за такими формулами:

– для випадку, коли повітря (газ) подається до кільцевого простору

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h \rho g D^2}{d^2}, \quad (5.34)$$

де h – глибина занурення НКТ під статичний рівень;

– для випадку, коли повітря (газ) подається всередину НКТ

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h \rho g D^2}{(D^2 - d^2)}. \quad (5.35)$$

Недоліком пускових отворів є неможливість встановлення ізоляційних мостів, оскільки через пропуск продавлюваної рідини через отвори може статися прихвачування НКТ цементом.

5.6 ВИКЛИК ПРИПЛИВУ ПОРШНЕВАННЯМ (СВАБУВАННЯМ)

Спосіб полягає в зниженні рівня рідини у свердловині за допомогою сваба.

Сваб – це пристрій, що спускається та витягується зі свердловини на сталевому канаті, кабелі або сталій стрічці. Основним елементом сваба є поршень, з ущільнювальними елементами. Сваб може мати перепускний або зворотний клапан. Як ущільнювальні елементи можуть використовуватися, наприклад, гумові або полімерні манжети, або металеві пластини (плашки). Ущільнюючий ефект повинен виникати тільки при русі сваба вгору, щоб звести до мінімуму виток стовпа рідини, що піднімається.

Один із старих різновидів сваба наведено на рис. 5.9.

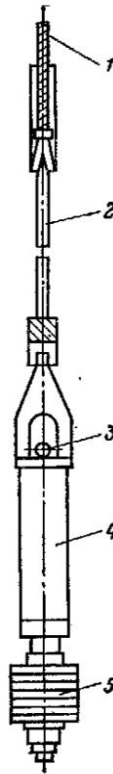


Рисунок 5.9 – Поршень для зниження рівня рідини в колоні НКТ:

1 – канат; 2 – вантажна штанга; 3 – клапан; 4 – порожнина патрубкa; 5 – поршень

Сучасна конструкція поршня (сваба) манжетного типу наведена на рис. 5.10.

При підйомі такого сваба манжета, під дією стовпа рідини, що знаходиться вище, бічною поверхнею щільно притискається до внутрішньої поверхні колони НКТ, забезпечуючи мінімальний виток рідини, яка піднімається. Основний недолік манжета – швидке його зношування, особливо в колоні НКТ, складеної з труб з великим допустимим розкидом по внутрішньому діаметру. Удосконалення виготовлення манжета полягає в поліпшенні його конструкції та в застосуванні матеріалів з покращеними властивостями по міцності та зносостійкості.

Вважається, що поршні (сваби) плашкового типу не мають зарубіжних аналогів.

Основні різновиди конструкцій плашкових поршнів (свабів):

- підтискання плашок до стінки НКТ здійснюється пружинами (рис. 5.11, а);
- підтискання плашок до стінки НКТ здійснюється за рахунок тиску стовпа рідини, що піднімається (рис. 5.11, б).

Основні переваги сталевих плашкових сваб перед манжетними:

- значно більша величина відкачуваного стовпа рідини за один підйом;
- менш суворі вимоги до підготовки внутрішньої поверхні НКТ;
- більший ресурс роботи.



Рисунок 5.10 – Поршень (сваб) манжетного типу

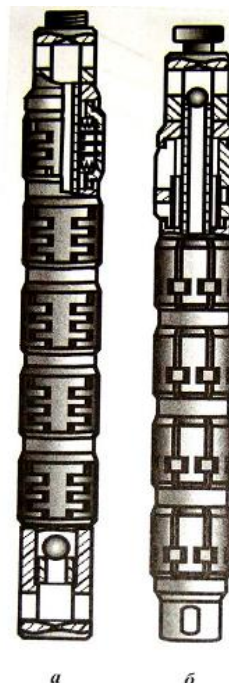


Рисунок 5.11 – Поршень (сваб) плашкового типу

Суть свабування полягає в періодичному підйомі певних порцій рідини зі свердловини при послідовному ступінчастому зниженні рівня рідини та ступінчастій зміні глибини спуску сваба або желонки зі свабом при кожній наступній спускопіднімальній операції. Деякі варіанти вилучення рідини зі свердловини свабом показано на рис. 5.12.

Технологія виклику припливу поршневістю при освоєнні свердловин, що вийшли з буріння або ремонту, повинна забезпечувати:

- збереження від руйнування породи в ПЗП;
- збереження герметичності цементного кільця за колоною;
- збереження обсадної експлуатаційної колони від деформації;
- виключення проривів у свердловину води або газу (з газової шапки);
- збереження, відновлення або підвищення проникності породи ПЗП;
- охорону надр та навколишнього середовища, безпеку проведення всіх робіт.

Перевагами виклику припливу поршневістю є:

- простота технології;
- можливість плавного застосування та широкий діапазон регулювання депресії на пласт;
- відсутність продавлювання в пласт технологічних рідин зі стовбура свердловини;
- сумісність із різними методами інтенсифікації припливу;
- порівняльна ефективність при високій в'язкості нафти, підвищеному газотриманні, низькому пластовому тиску, слабозцементованими породами в ПЗП;
- пожежобезпечність та екологічна чистота.

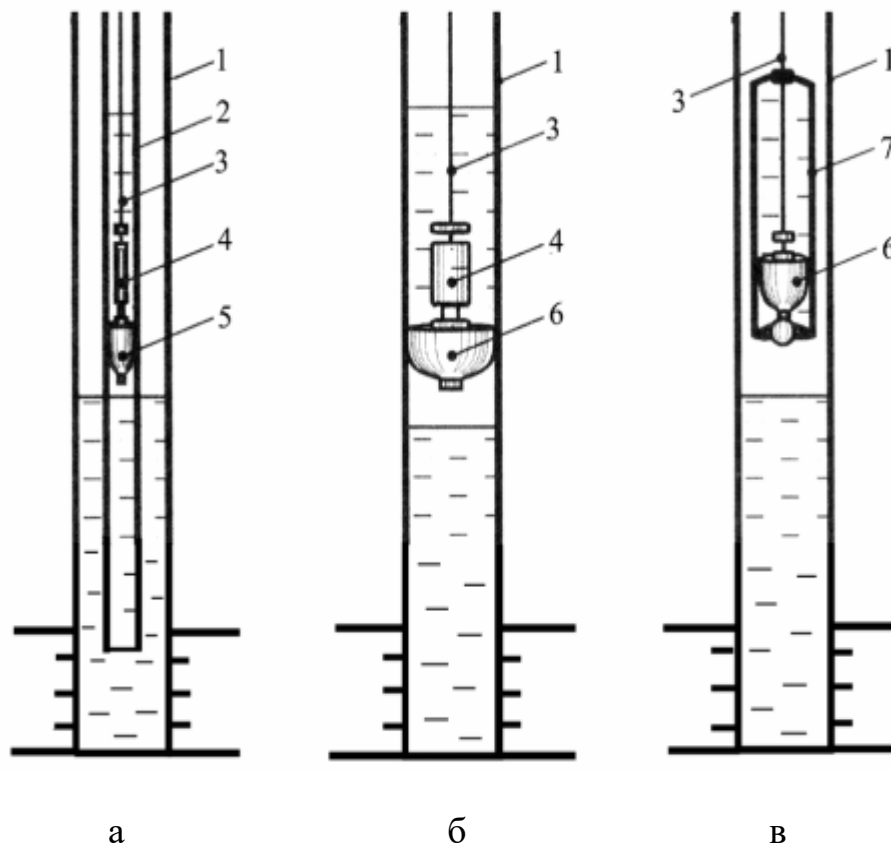


Рисунок 5.12 – Варіант підйому рідини зі свердловини свабом:

*а – свабування по колоні насосно-компресорних труб; б – свабування без колони НКТ (по обсадній колоні); в – свабування за допомогою желонки в обсадній колоні;
1 – обсадна експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ; 3 – гнучкий тяговий орган;
4 – вантажі; 5, 6 – сваби; 7 – желонка*

Свердловинне обладнання комплексів для свабування може включати: сваб, вантажі, якорі, клапани, сідла, яси, уловлювачі, вузли з'єднання, підйомні труби, контейнери для приладів, пакери. Устьове обладнання призначене для герметизації устя свердловини при поршневанні.

Склад устьового обладнання може включати: устьову арматуру, превентори, спайдер, лубрикатор, датчик входу сваба, пристрій для герметизації тягових органів, пристрої керування, систему для подачі мастила тягового органа, систему відведення витоку з пристроїв герметизації, блоки канатні.

У Бугульмінській філії ВНДІ нафти створено спеціальний агрегат для свабування свердловин КСС-1. Комплекс обладнання КСС-1 включає пересувний агрегат з робочим майданчиком, комплекти устьового та свердловинного обладнання.

Пересувний агрегат забезпечує розміщення обладнання та транспортування його до місця застосування (до свердловини), монтаж та демонтаж устьового обладнання, спуск у свердловину та підйом з неї вантажів та шаблонів, спуск у свердловину та приведення у зворотно-поступальний рух із заданою швидкістю та довжиною ходу сваба, контроль за положенням та швидкістю руху сваба, вилучення сваба зі свердловини, керування робочим

превентором та сальником, збір витоків рідини через сальник та рідини з порожнин устьового обладнання перед його демонтажем, приведення обладнання у транспортне положення [21].

Робочий майданчик слугує для забезпечення безпечних умов праці при виконанні робіт на усті свердловини (монтаж та демонтаж устьового обладнання, спуск у свердловину та вилучення сваб, вантажів, шаблону).

5.7 ТАРТАННЯ СВЕРДЛОВИН

Технологія способу полягає у багаторазовому спуску в свердловину желонки. Желонка – це довгий циліндр обмеженого діаметра з тонкостінних труб з тарілчастим клапаном у нижній донній частині та скобою зверху. До скоби кріпиться канат. Спускопідймальні операції здійснюються за допомогою лебідки або іншого обладнання. Довжина желонки може досягати 15 м, а зовнішній діаметр не повинен перевищувати 70 % внутрішнього діаметра обсадної колони. Подальше збільшення діаметра желонки призводить до різкого збільшення гідравлічних опорів при спускопідймальних операціях. Тартання слід застосовувати у свердловинах із низьким пластовим тиском, з яких не очікується фонтанування, оскільки свердловини не мають колони НКТ та устьової арматури. У свердловинах із наявністю сірководню застосування желонки не допускається.

Для зниження рівня рідини в свердловині желонка опускається на канаті під рівень рідини, що наповнюється, а потім піднімається на поверхню. Іноді желонку опускають в інтервал перфорації і багаторазовим підйомом та спуском її створюють ефект поршневування. Роботи зі зниження рівня рідини у свердловині ведуться повільно, оскільки об'єм желонки невеликий. Наприклад, зниження рівня на 500 м у колоні діаметром 168 мм желонкою діаметром 114 мм і довжиною 10 м необхідно зробити понад 110 рейсів.

Для зниження рівня стовпа рідини в свердловині з одночасним очищенням свердловини від забруднюючого матеріалу желонка опускається на вибій. При упорі штока клапана на дно свердловини, де скупчився забруднюючий матеріал, клапан відкривається, і відбувається інтенсивне всмоктування в желонку рідини разом із забруднюючим матеріалом. Можливість видалення зі свердловини забруднюючого матеріалу – основна перевага тартання. Тартанням можна не тільки освоювати свердловини, але й експлуатувати їх механізованим способом. Протягом десятків років цим способом видобувалася нафта зі свердловин у ХІХ та ХХ ст.

Тартання є малопродуктивним, трудомістким способом, що характеризується низьким ККД та відносно високими енергетичними витратами. Інтенсивному зносу піддаються канат, обсадна колона та власне желонка. Глибина спуску обмежується міцністю та довжиною канату, на якому спускається желонка. Біля устя свердловини має бути спеціальна місткість, в яку при кожному підйомі зливається вміст піднятої зі свердловини желонки.

Останніми роками тартання при освоєнні свердловин застосовуються рідко.

5.8 ЗАСТОСУВАННЯ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСІВ

Свердловини можуть бути пробурені на пласти, тиск в яких значно нижчий від гідростатичного. Свердловини можуть освоюватися після їх ремонту, а до ремонту вони тривалий час експлуатувалися механізованим способом. У цих випадках, як правило, на свердловинах не очікується фонтанних проявів.

Виклик припливу у таких свердловинах можна здійснити насосним способом, шляхом зниження рівня рідини (зменшенням величини стовпа рідини у свердловині). Причому може використовуватися саме той насос, яким ця свердловина надалі експлуатуватиметься. Насос може спускатися на проектну глибину відповідно до передбачуваного дебіту та положення динамічного рівня при експлуатації свердловини на розрахунковому технологічному режимі роботи.

Це економічний спосіб виклику припливу. Однак його слід застосовувати, якщо свердловина та її вибій попередньо ретельно очищені й не містять рухомих механічних домішок, які ускладнили б нормальну роботу свердловинного насоса.

5.9 ПОІНТЕРВАЛЬНЕ ЗНИЖЕННЯ РІВНЯ РІДИНИ У СВЕРДЛОВИНІ

У цьому випадку насосно-компресорні труби спускають на глибину 750 – 800 м, виходячи з того, що гідростатичний тиск стовпа рідини та опір руху її та повітря не перевищували 8 МПа (робочий тиск компресора УКП-80). У кільцеве місце компресором нагнітають газ або повітря, що витісняє рідину в колону НКТ. Нагнітання газу або повітря продовжують до витіснення рідини в інтервалі спуску НКТ. Якщо свердловина не почала фонтанувати, а рівень рідини піднімається повільно, опускають НКТ на певну глибину або до покрівлі пласта.

В умовах подачі компресора УКП-80 (витрата до 8 м³/хв) час продавлення стисненого повітря при випробуваннях свердловин збільшується. Це найбільше проявляється при випробуванні пластів, що глибоко залягають, з низькими пластовими тисками, коли потрібно значне зниження рівня рідини в свердловині.

Зазначений метод поступового занурення НКТ із періодичним продуванням повітрям чи газом має такі недоліки: 1) під час чергового нарощування труб можливі фонтанні прояви; 2) пускові тиски, що виникають перед продувкою, можуть викликати поглинання рідини у пласт; 3) свердловина може почати працювати до того, як черевик НКТ досягне фільтраційних отворів.

Тому такий метод застосовується вкрай рідко.

5.10 ВИКЛИК ПРИПЛИВУ ЗА ДОПОМОГОЮ СТРУМИННИХ АПАРАТІВ

Технологію виклику припливу з використанням струминних апаратів розроблено в Івано-Франківському інституті нафти та газу під керівництвом Р.С. Яремійчука [39]. Ця технологія дозволяє оперативно на стадії освоєння свердловини контролювати за даними кривих відновлення тиску (КВД) фільтраційні властивості порід у наближеній зоні, включаючи і віддалену зону, а також створювати багаторазові миттєві депресії та репресії на пласт.

Під терміном "миттєвого" зниження тиску або його відновлення при депресії мається на увазі час від кількох секунд до 100 с.

Використання струминних апаратів дозволяє в одному циклі роботи при освоєнні або штучному впливі на привибійну зону реалізувати такі види робіт (рис. 5.13):

- дослідження свердловини за даними кривих відновлення тиску;
- впливати на привибійну зону пласта багаторазовими миттєвими депресіями та репресіями;
- дослідження свердловини на приплив за різних депресій для побудови індикаторних діаграм.

Розшифровка КВД дозволяє отримувати відомості та фільтраційні параметри пласта в пристовбурній та віддаленій зонах, оцінювати розмір зони з погіршеною проникністю, оцінювати параметр ВП (відношення продуктивності). Ця технологія реалізується за допомогою встановленого на НКТ пакера та змонтованого над ним струминного апарата. Схема об'язування наземного обладнання та компоновання ліфта наведена на рис. 5.14.

НКТ спускається у свердловину до необхідної глибини та пакерується. Шляхом подачі робочого агента до насадки струминного насоса знижується тиск у підпакерній зоні до розмірів, менших за гідростатичний, підтримується це значення протягом запланованого часу, а після припинення подачі агента або йде процес поступового відновлення тиску, або миттєво відновлюється гідростатичний тиск у свердловині.

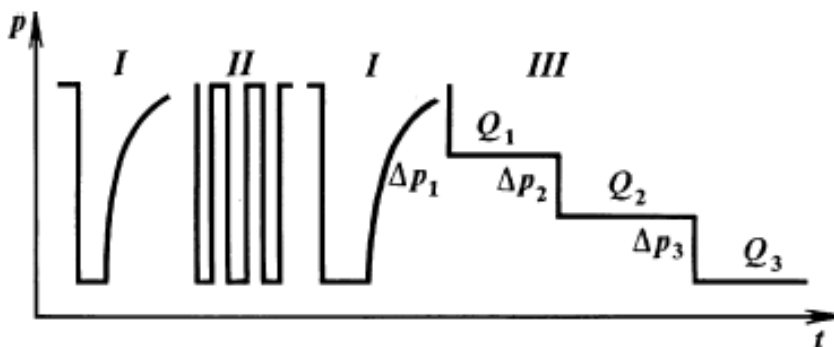


Рисунок 5.13 – Зміна тиску на вибій, що створюється струминним апаратом:

- I – дослідження свердловини за даними кривих відновлення тиску;*
II – вплив на привибійну зону пласта багаторазовими миттєвими депресіями та репресіями;
III – дослідження свердловини на приплив за різних депресій для побудови індикаторних діаграм

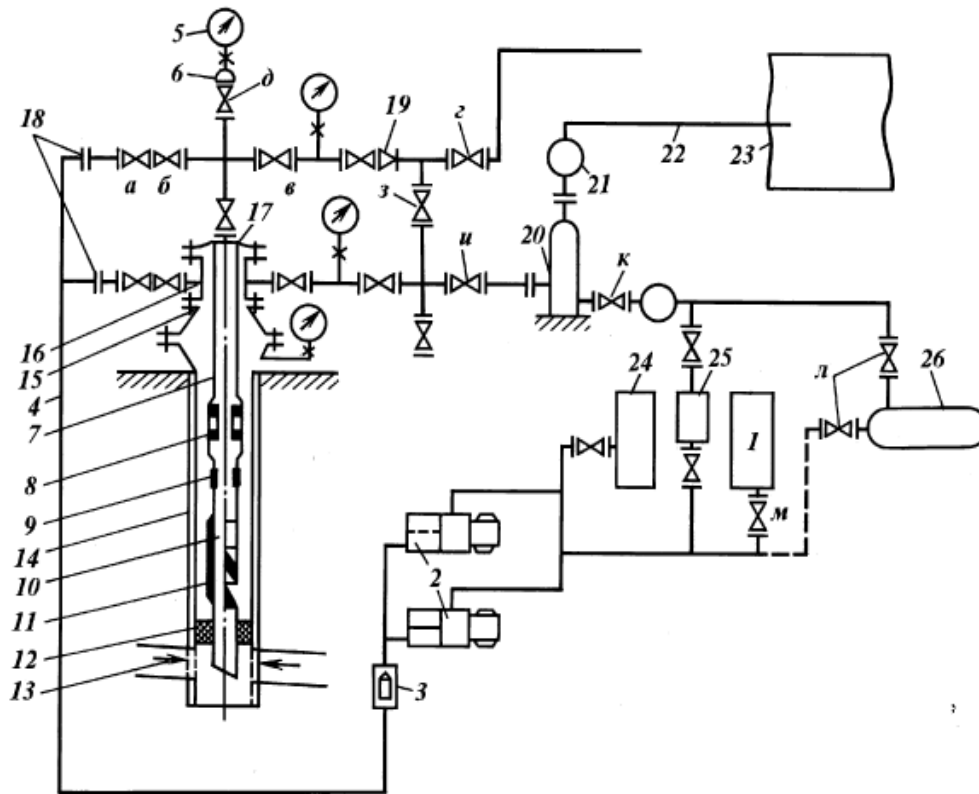


Рисунок 5.14 – Схема обв'язування наземного обладнання та ліфтового комплектування:

1 – місткість для робочої рідини; 2 – насосні агрегати; 3 – фільтр; 4 – нагнітальна лінія; 5 – манометр; 6 – буфер; 7 – НКТ; 8 – клапан циркуляційний; 9 – клапан опресувальний; 10 – куля; 11 – струминний апарат; 12 – пакер; 13 – продуктивний пласт; 14 – обсадна колона; 15 – колона головки; 16 – хрестовина; 17 – планшайба; 18 – швидкознімальні з'єднання; 19 – штуцер; 20 – сепаратор; 21 – витратомір; 22 – факельна лінія; 23 – амбар; 24 – місткість для технологічного розчину; 25 – вимірна місткість; 26 – приймальна місткість; а, б, в, г, д, з, і, и, л, м – засувки

Відомо, що у струминних апаратах (рис. 5.15) відбувається змішування та обмін енергії двох потоків з різними тисками, внаслідок чого утворюється змішаний потік зі змінним тиском. Потік, що з'єднується з робочим потоком камери низького тиску, називається інжектіваним. У струминних апаратах відбувається перетворення потенційної енергії потоку на кінетичну, яка частково передається інжектіваному потоку.

Під час протікання через струминний апарат вирівнюються швидкості потоків і знову відбувається перетворення кінетичної енергії змішаного потоку на потенційну.

Основні елементи струминного апарата (рис. 5.15) – сопло (робоча насадка) та приймальна камера з дифузorzом. За рахунок процесів тертя робочий тиск Q_p поєднується з інжектіваним потоком Q_i , і на виході струминного апарата отримуємо змішаний потік Q_3 . Всі струминні апарати, що працюють при освоєнні свердловини, належать до високонапірних, у яких співвідношення площ камери змішування f_3 і робочої насадки f_p менше чотирьох ($f_3/f_p < 4$).

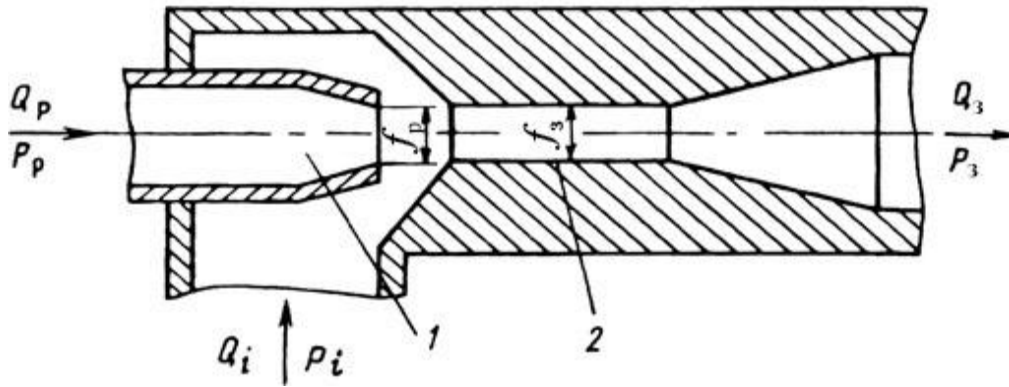


Рисунок 5.15 – Схема струминного апарата:
1 – робоча насадка; 2 – приймальна камера з дифузorzом

Схема розміщення струминного апарата в свердловині передбачає встановлення в колоні НКТ з пакером (рис. 5.16). Буровий розчин подається колоною труб до робочої насадки апарата. Витрата робочої рідини дорівнює витраті поверхневих насосів. Далі потік проходить через камеру змішування апарата з дифузorzом і через затрубний простір прямує до устя свердловини. Інжектований потік (пластова рідина) по лінії всмоктування прямує в камеру змішування апарата, де змішується з робочим потоком. «Всмоктувальна» лінія утворена колоною труб, що знаходиться нижче апарата.

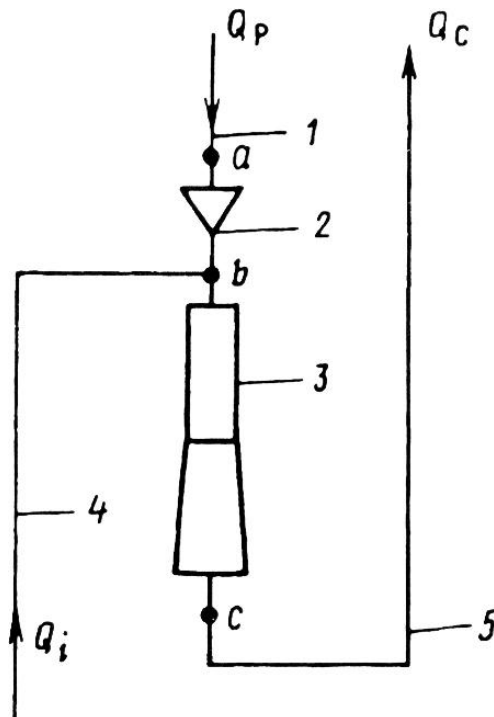


Рисунок 5.16 – Схема розміщення струминного апарата в свердловині:
1 – буровий стовбур; 2 – робоча насадка; 3 – приймальна камера з дифузorzом;
4 – затрубний простір; 5 – всмоктувальна лінія

У процесі розрахунку режиму роботи струминного апарата використовуємо його безрозмірну характеристику, отриману на підставі

застосування закону збереження кількості руху в характерних перерізах струминного насоса:

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_3} \left(1,75 + 0,7 \frac{\rho_p}{\rho_i} \frac{f_p}{f_3} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p}{\rho_i} \frac{f_p}{f_3} (1 + U^2) \right), \quad (5.36)$$

де Δp_3 – різниця тисків змішаного та інжектваного потоків; Δp_p – різниця тисків робочого та інжектваного потоків; f_p, f_i, f_3 – площа відповідно робочого сопла на виході потоку, камери інжекції та камери змішування; ρ_p, ρ_i, ρ_3 – щільність відповідно робочого, інжектваного та змішаного потоків; U – коефіцієнт інжекції.

Співвідношення перепадів тиску $\Delta p_3/\Delta p_p$ називають відносним напором струминного апарата:

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{p_3 - p_i}{p_p - p_i}, \quad (5.37)$$

де p_3, p_i, p_p – статичний тиск відповідно змішаного, інжектваного та робочого потоків.

Коефіцієнт інжекції визначають з виразу

$$U = Q_i/Q_p. \quad (5.38)$$

Необхідного зниження тиску на пласт досягають шляхом регулювання тиску робочої рідини насосними агрегатами з урахуванням коефіцієнта інжекції. Значення статичних тисків розраховують за рівняннями

$$p_p = p_{p,p} + p_a - \Delta p^*, \quad (5.39)$$

$$p_c = p_{p,з} + \Delta p^{**}, \quad (5.40)$$

$$p_{p,p} = \rho_p g H; p_{p,з} = \rho_c g H, \quad (5.41)$$

де $p_{p,p}, p_{p,з}$ – тиск (гідростатичний) стовпа робочої та змішаної рідини, p_a – тиск у викидній лінії поверхневого насоса; $\Delta p^*, \Delta p^{**}$ – втрати тиску відповідно у колоні труб та у затрубному просторі; H – глибина розміщення струминного апарата у свердловині.

Значення p_i – розраховують за обмеженнями, що накладаються гірничо-технічними вимогами (допустимість перетікання води з найближчих горизонтів, руйнування породи; тиск, що виникає внаслідок насичення нафти газом, міцність обсадної колони).

Вирішуючи систему рівнянь (5.37), (5.39), (5.41), отримуємо вираз визначення тиску у викидній лінії поверхневого насоса, необхідного для того, щоб досягти заданого зниження тиску в камері інжекції:

$$p_a = \frac{p_{p.z} + \Delta p^{**}}{\Delta p_3 / \Delta p_p} - p_{p.p} + \Delta p^* \frac{p_i [1 - (\Delta p_3 / \Delta p_p)]}{\Delta p_3 / \Delta p_p}. \quad (5.42)$$

Технологічний процес дає можливість створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, аналізувати криві відновлення тиску, але застосовувати його рекомендують за певних умов: пористість та проникність продуктивних відкладень має бути нижчою, ніж критичні значення для даного родовища, продуктивний горизонт повинен складатися зі стійких порід, які не руйнуються під час створення багаторазових миттєвих депресій у межах певних технологічних процесам величин тощо.

Для проведення технологічного процесу необхідно, щоб устя свердловини було обладнане згідно з проектом на її будівництво; фонтанна арматура забезпечувала проведення робіт за максимально необхідного робочого тиску; НКТ слід розраховувати на міцність за максимально необхідного внутрішнього тиску.

Коли робочий тиск подається в міжтрубний простір, обсадну колону перевіряють на максимальний технологічний тиск, що створюється всередині неї, а насосно-компресорні труби перевіряють на зминання.

До комплексу внутрішнього свердловинного обладнання входять: струминні апарати (стаціонарні, вставні та ін.), пакери (механічні, гідравлічні або гідромеханічні), насосно-компресорні труби, клапан опресувальний (для опресування НКТ внутрішнім тиском), клапан циркуляційний опресування пакера.

Наземне обладнання свердловини – це насосні агрегати типу ЦА-320М, ЦА-400, 4АН-700, місткість для зберігання робочої рідини об'ємом не менше 25 м³, місткість або амбар для прийому флюїду зі свердловини об'ємом не менше 50 м³, місткість, в якій зберігаються рідина для глушіння свердловини. Як технологічний розчин для глушіння свердловини застосовують технічну воду, оброблену хлористим кальцієм або хлористим натрієм.

Струминний апарат типу УОС (рис. 5.17) складається з корпусу 1 і ежекторного насоса 2. Куля 8 виконує роль клапана, який направляє робочу рідину до робочої насадки 5, запресованої в кільці 3. Технологічна заглушка 6 слугує для забезпечення опресування пакера в затрубному просторі.

На рис. 5.18 зображено струминний апарат типу УЕОС, а на рис. 5.19 – схема об'язування наземного та підземного обладнання при проведенні робіт пристроями УДП.

Струминний апарат УЕОС складається з корпусу, вставного струминного насоса та змонтованого в його нижній частині зворотного клапана. У разі коли УЕОС спускають без зворотного клапана, за допомогою апарата створюються миттєві депресії та репресії на пласт. Манометр, що приєднується до різьблення струминного насоса в нижній частині, фіксує цю зміну тиску. Якщо в нижній частині змонтовано зворотний клапан із приєднаним до нього глибинним манометром, то останній фіксує момент зниження тиску, а після припинення циркуляції – криву відновлення тиску. Струминний насос із зворотним клапаном

або без нього та манометром піднімаються на поверхню з НКТ за допомогою канатної техніки або зворотної циркуляції рідини через затрубний простір.

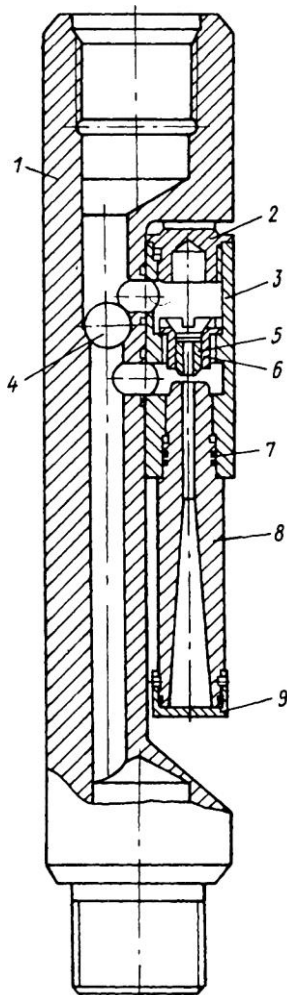


Рисунок 5.17 - Пристрій для обробки свердловин УОС– 1:

1 корпус; 2 – заглушка; 3 – корпус ежекторної вставки; 4 – куля; 5 – насадка; 6 – гніздо; 7 – кільце ущільнююче; 8 – змішувач; 9 – заглушка технологічна

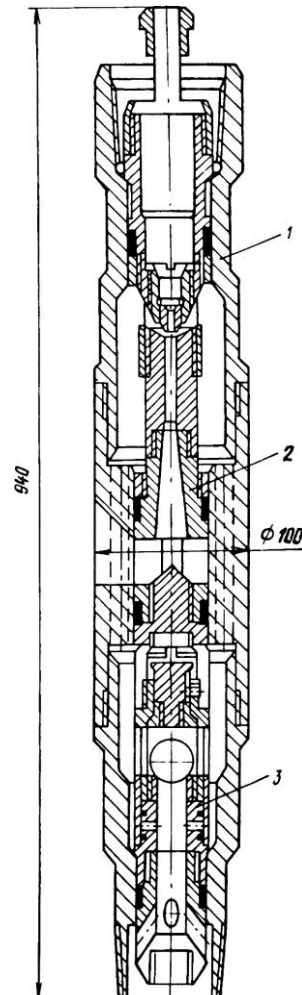


Рисунок 5.18 - Пристрій ежекторний для освоєння свердловин УЕОС– 2:

1– корпус; 2 – ежектор насос; 3 – зрівнюючий клапан

Струминний апарат типу УДПІ відрізняється від УЕОС тим, що в камері інжекції вмонтовано тензометричний датчик, а сам струминний апарат разом з датчиком з'єднаний з наземною каротажною станцією. Конструкцією передбачено таке саме, як і в УЕОС, приєднання до зворотного клапана глибинного манометра (рис. 5.18).

В УДПІ весь процес зміни тиску під пакером фіксується фотореєстратором або самописцем каротажною станції.

Перед виконанням робіт необхідно виконати такі операції.

– Промити водою свердловину протягом двох циклів циркуляції та очистити промивну рідину, що виходить із свердловини, через сито з розмірами комірки не більше 3 мм × 3 мм.

– Визначити глибину установлення пакера та струминного апарата. При цьому пакер встановлюють не нижче 10 м вище за інтервал перфорації, а максимально допустима глибина спуску залежить від міцності обсадної колони в підпакерній зоні на змінання з урахуванням того, що тиск у місці розміщення струминного апарата може дорівнювати нулю.

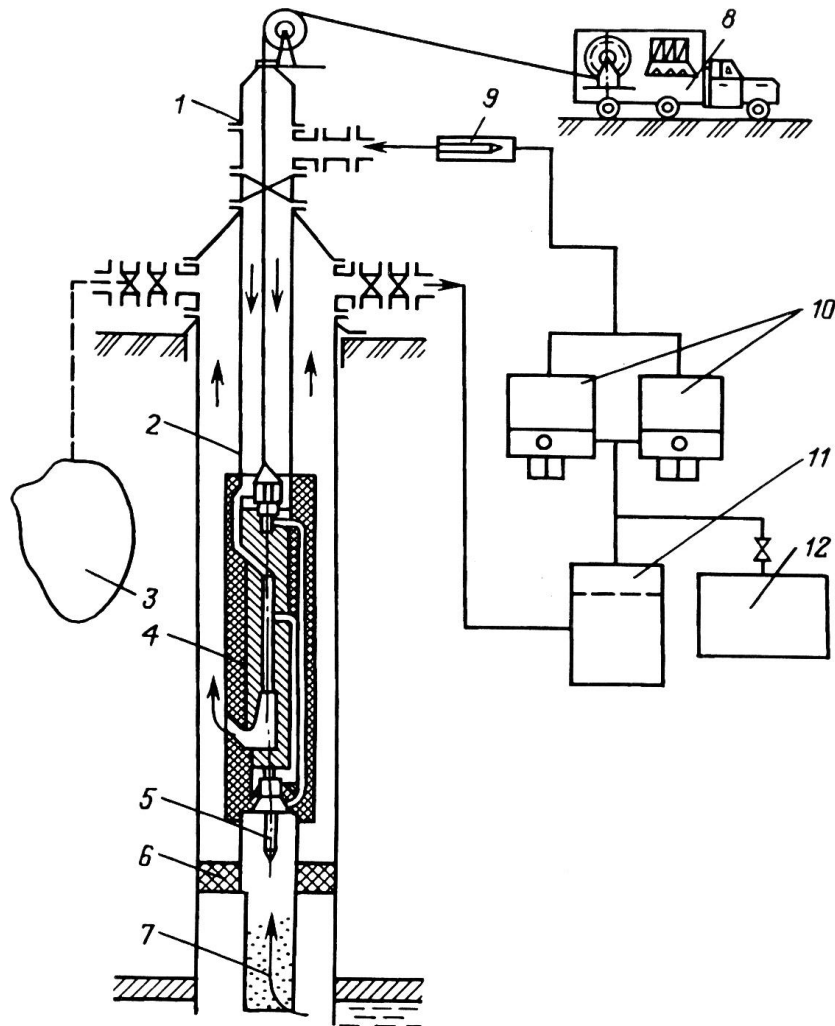


Рисунок 5.19 – Схема обв'язування наземного та підземного обладнання під час проведення робіт з УДП:

1 – фонтанна арматура; 2 – НКТ; 3 – амбар; 4 – УГП; 5 – манометр; 6 – пакер;
7 – хвостовик; 8 – каротажна станція; 9 – фільтр; 10 – насосні агрегати;
11, 12 – мірні місткості

– Очистити внутрішню поверхню обсадної колони у місці установлення пакера від іржі, глинистої кірки, відкладень парафіну чи смол за допомогою скребка чи райбера.

– Підготувати струминний апарат, пакер, циркуляційний та опресувальний клапани згідно з інструкцією з їх експлуатації.

Під час підготовки струминних апаратів до роботи необхідно:

– візуально перевірити стан приєднувальних різьблень його корпусу, на різьбленнях не повинно бути слідів розмиву, заїдок, вм'ятин, глибоких рисок та поперечних надрізів;

– візуально перевірити стан камери змішування – її поверхня має носити сліди розмиву;

– промити та очистити прохідний канал корпусу пристосування та сідло клапана для опресування НКТ;

– перевірити стан герметизуючих елементів клапанів та ежекторного насоса.

– Здійснити спуск колони труб у свердловину разом з пакером і струминним апаратом. Для забезпечення надійності герметизації різьбових з'єднань НКТ використовують ущільнюючі різьбові мастила або стрічку з фторуплотнюючого матеріалу. Щоб уникнути руйнування ущільнюючого матеріалу пакера колону НКТ опускають у свердловину плавно, зі швидкістю трохи більше 0,25 м/с.

– Після пакування встановлюють фонтанну арматуру та обв'язують її з насосними агрегатами, сепаратором, ємностями для вимірювання та прийому флюїду відповідно до затвердженої схеми. Кількість і тип насосних агрегатів, необхідні для проведення технологічного процесу, наведено в табл. 5.8. При проведенні робіт використовують також інші типи насосних агрегатів з аналогічними технічними характеристиками.

– Опресувати нагнітальну лінію на півтораразовий очікуваний робочий тиск, а також перевірити герметичність фонтанної арматури згідно з вимогами Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

– Опресувати пакер шляхом створення в міжтрубному просторі надлишкового тиску, який не перевищує опресування експлуатаційної колони.

Розглянемо порядок виконання робіт із освоєння свердловин струминними апаратами.

Якщо свердловина заповнена буровим розчином, необхідно його замінити через струминний апарат (при витраті рідини не більше ніж 1,5 л/с) на робочу рідину – воду або дегазовану нафту.

Шляхом створення розрахункового тиску рідину відкачують із пласта протягом 0,5 – 1 год. При цьому визначають, чи існує зв'язок пласта зі свердловиною, величину припливу та тип пластового флюїду.

Після припинення роботи наземних агрегатів у разі застосування вставного струминного агрегата з гідродинамічним клапаном на стрічці глибинного манометра записується КВД протягом певного часу (3 – 10 год).

Вставний струминний апарат витягують із свердловини канатною технікою або зворотним промиванням. На поверхні від вставного струминного апарата від'єднують гідродинамічний клапан і глибинний манометр, розбирають його і за відомими методиками визначають пластовий тиск, скінефект, проникність навколо свердловини та віддаленої зон пласта, їх розміри.

Вкидають всередину НКТ вставний струминний апарат з приєднаним до нього глибинним манометром, який під дією власної ваги та при нагнітанні рідини з витратою 1,5 – 2,5 м/с транспортується до місця його розміщення у гнізді корпусу. Для надійного встановлення апарата в гніздо на кабелі спускають свинцеву печатку, і при легких ударах по головці вставний апарат займає посадкове гніздо.

Наземними насосними агрегатами створюється розрахунковий тиск під час циркуляції робочої рідини протягом 10 – 15 хв. У процесі циркуляції фіксується кількість відкачаної із свердловини рідини, а потім на 5 – 10 хв циркуляція припиняється. Кількість таких циклів залежить від темпу наростання припливу рідини із пласта. За його стабілізації роботи вважають виконаними.

Таблиця 5.8

Кількість та тип насосних агрегатів

Глибина, м	Тип насосного агрегата	Кількість насосних агрегатів
< 2000	ЦА-320/ЦА-400 А, 4АН-700	1+1*
2000 – 3000	ЦА-400 А, 4АН-700	1+1*
> 3000	4АН-700	2+1*
*Резервний		

Внаслідок впливу на пласт у режимі депресія – репресія очищається привибійна зона пласта, і свердловина поступово заповнюється пластовим флюїдом. Особливістю технології є те, що вона дозволяє створювати задану депресію на пласт, за необхідності керувати її значенням та тривалістю, багаторазово повторювати цикли депресій – репресій на пласт.

Рекомендується протягом перших п'яти циклів проводити роботи у режимі: 10 – 15 хв – депресія та 5 – 7 хв – репресія на пласт, далі поступово збільшується час створення депресії до 25 – 30 хв із зупинкою агрегатів на 10 – 15 хв.

При виклику припливу з пласта та очищення його привибійної зони рекомендується послідовно реалізувати три режими роботи:

$$p_i = 0,5p_{\text{дод}}; \quad p_i = 0,75p_{\text{дод}}; \quad p_n = p_{\text{дод}}$$

При проведенні технологічного процесу необхідно вимірювати кількість рідин і газів, що надходять з пласта, відбирати проби і при можливості виконувати аналіз нафти і пластової води, їх вміст (в %), кількість і склад твердої фази, механічних домішок і т.д.

Основний критерій визначення тривалості впливу (числа циклів) – стабілізація припливу та відсутність у вихідному потоці механічних домішок. Після закінчення циклічної дії безперервно протягом 2 – 3 год відкачується пластова рідина в режимі оптимальної депресії для кінцевого очищення привибійної зони.

Піднімають вставний апарат разом з глибинним манометром на поверхню, манометр устанавлюють на нову стрічку, приєднують гідродинамічний клапан і кидають всередину НКТ. Роботи виконують із повторним записом КВД та її розшифрування. Після цього відновлюється циркуляція протягом 2 – 3 год і роботи на свердловинах вважають завершеними.

Якщо свердловина перейшла на фонтанний режим експлуатації, то вставний апарат доцільно піднімати канатною технікою.

При виході свердловини на режим фонтанування наземні насосні агрегати зупиняють і вводять свердловину в роботу, направляючи пластовий флюїд через затрубний простір у ліфтову колону до повного винесення зі свердловини залишків робочої рідини. Після цього струминний апарат через НКТ піднімається на поверхню.

За відсутності припливу (або при незначному припливі) рекомендується комбінований режим, який включає створення багаторазових миттєвих депресій – репресій та заповнення привибійної зони хімічними реагентами (кислотами, лугами, ПАР).

Коли пластовий тиск у свердловині менший гідростатичного або дорівнює йому, свердловину глушать технологічним розчином, розпакерують НКТ і піднімають їх на поверхню з наступним спуском глибинно-насосного обладнання.

5.11 ТЕХНОЛОГІЯ ВИКЛИКУ ПРИПЛИВУ З ПЛАСТА ПІНАМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ЕЖЕКТОРІВ

Ця технологія використовується при виклику припливу в розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, пластовий тиск яких дорівнює гідростатичному або менше його. Суть технології виклику припливу із пласта пінами з використанням ежекторів полягає у приготуванні двофазних пін, заповненні ними свердловини та заміні ними води, за рахунок чого створюється необхідна величина депресії.

Застосування ежектора приготування пін дозволяє використовувати компресори пневматичної системи бурових установок як джерело стисненого повітря. Можуть використовуватись і пересувні компресори високого тиску. Застосування ежектора при використанні компресорів високого тиску дозволяє спростити керування процесом приготування і закачування піни та підвищити якість останньої.

Основні фактори, що забезпечують умови вибухобезпеки при освоєнні свердловин за допомогою цього технологічного процесу порівняно з технологією освоєння свердловин шляхом витіснення рідини стисненим повітрям:

- зменшення ймовірності горіння усередині свердловини внаслідок використання як робочого агента піни;
- використання стисненого повітря низького тиску.

Для освоєння свердловини необхідне таке обладнання (уста свердловини обладнується згідно з проектом її спорудження):

- пересувний компресор (УКП-80, КПУ 16/100 та ін.) або компресори пневматичної системи бурової установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);
- цементуючий агрегат ЦА-320М із діаметром циліндричних втулок не більше 115 мм;
- додатковий цементуючий агрегат ЦА– 320М для подачі води (за відсутності діючого водонапірного водопроводу);

– у зимовий період за відсутності котельної установки промислова парова пересувна установка ППУА-1200/100;

– манометр класу 2,5 з межею вимірів до 40 МПа за ГОСТ 2405-80;

– ежектор рідинно-газовий ЕЖГ-1;

– у разі використання пересувних компресорів ежектор має бути укомплектований насадкою з діаметром вихідного отвору 5,6 мм, камерою змішування з діаметром циліндричної частини 10 мм (відстань між ними 10 мм).

Для приготування піноутворюючих рідин необхідно використовувати такі матеріали: 1) технічну воду; 2) поверхнево-активні речовини (ПАР) – сульфанол за ТУ 6-01-862-73; ОП-7, ОП-10 за ГОСТ 8433-81 та ін.

Перед проведенням виклику припливу слід спустити в свердловину ліфтову колону на глибину, при якій її черевик розміщується на 5 – 10 м вище інтервалу перфорації.

Перед початком процесу виклику припливу устя свердловини має бути обладнане трубопроводами та арматурою таким чином, щоб забезпечити можливість закачування піни в міжтрубний простір та одночасно викид рідини з трубного простору свердловини, а також можливість здійснення самоспливу піни з міжтрубного та трубного простору одночасно.

Схема обв'язування наземного обладнання та устя свердловини при проведенні процесу виклику припливу з використанням пересувних компресорів або компресорів бурової установки зображено на рис. 5.20.

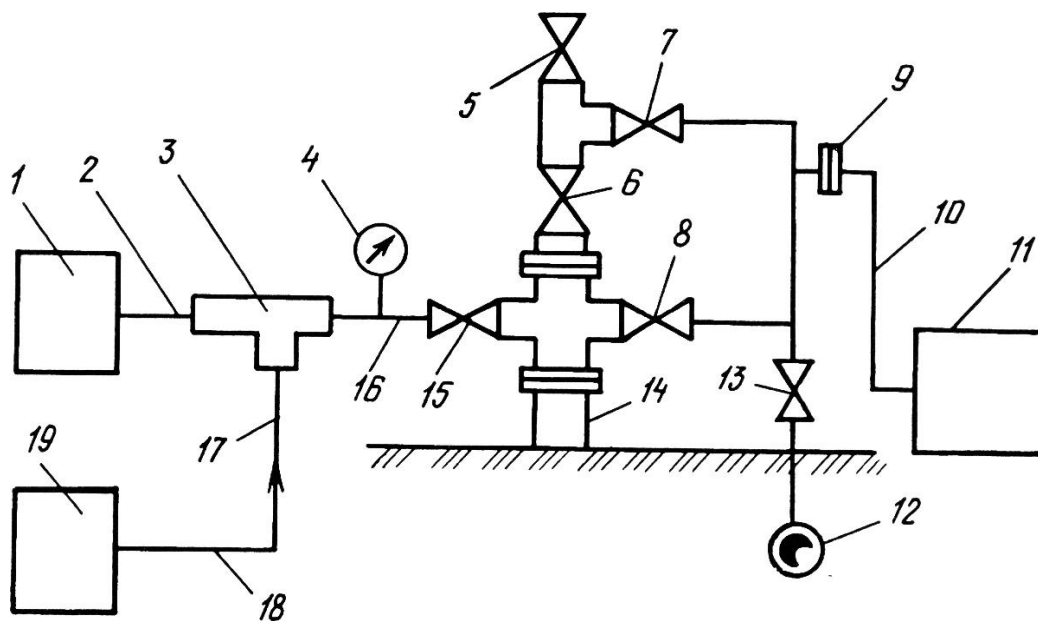


Рисунок 5.20 – Схема обв'язування наземного обладнання та устя свердловини:

1 – цементувальний агрегат; 2 – лінія для подачі піноутворюючої рідини; 3 – ежектор;
4 – манометр; 5, 6, 7, 8, 13, 15 – засувки; 9 – заглушка; 10 – викид піни; 11 – накопичувальна місткість;
12 – нафтопромисловий колектор; 14 – експлуатаційна колона; 16 – пінопровід;
17 – зворотний клапан ежектора; 18 – повітропровід; 19 – компресор

Обв'язування ежектора слід здійснювати таким чином, щоб його бічний патрубок зі зворотним клапаном був спрямований вертикально вниз.

Підведення стисненого повітря до ежектора при використанні компресорів бурової установки здійснюється від ресивера за допомогою гумового шлангу з внутрішнім діаметром не менше 25 мм або тимчасовим розбірним трубопроводом з НКТ.

При кушовому бурінні підведення повітропроводу від діючої бурової до групи освоєваних свердловин доцільно здійснювати заздалегідь в період їх обв'язування з колектором. Кінець повітропроводу проводиться до центра групи свердловин та обладнаний запірним вентиляем.

Загальний вигляд ежектора ЕЖГ-2 наведено на рис. 5.21.

Підведення стисненого повітря до ежектора при використанні компресорів бурової установки слід виконувати за допомогою гумового шлангу з внутрішнім діаметром не менше 25 мм або швидкозбірною трубопроводом з НКТ.

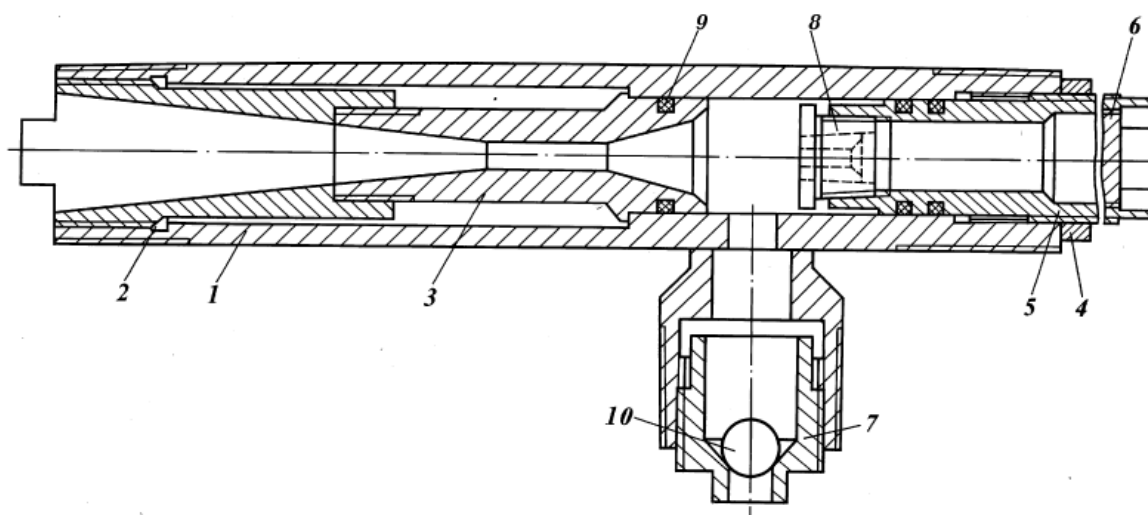


Рисунок 5.21 – Ежектор рідинно-газовий ЕЖГ-2:

1 – корпус ежектора; 2 – дифузор; 3 – камера змішувальна; 4 – гайка; 5 – втулка; 6 – ґрати; 7 – сідло зворотного клапана; 8 – насадка; 9 – ущільнення; 10 – куля

Підготовка піноутворюючої рідини для двофазної піни може бути виконана безпосередньо в процесі закачування піни в свердловину. При цьому чергова порція ПАР у воді розчиняється у вільному відсіку мірної ємності цементувального агрегату. На 1 м³ води необхідно вводити від 1 кг до 3 кг (у перерахуванні на активну речовину) сульфанола, ОП-3, ОП-10 або інших ПАР. Кількість добавки ПАР до води залежить від її сольової концентрації, якості ПАР та уточнюється експериментальним шляхом у лабораторних умовах за методикою ВНДІ [2]. Даною методикою визначається залежність стійкості піни від концентрації ПАР.

Не допускається потрапляння в розчини ПАР та піноутворюючої рідини нафти, олії, дизельного палива.

Параметри виклику припливу з пласта пінами з використанням ежекторів вибирають виходячи з необхідності створення потрібної величини зниження вибірного тиску (депресії) і компресорного обладнання.

Створення необхідного зниження тиску на вибої p_3 під час проведення робіт регламентується інструкцією ВНДКРнафти (1988).

При використанні як джерела стисненого газу пересувних компресорів залежно від значення p_3 може бути виконано повний цикл закачування піни з виходом її на усті через трубний простір з наступним самовиливом або частковий цикл з самовиливом. В останньому випадку піна закачується на необхідну глибину у міжтрубний простір, не доходячи до черевика колони НКТ.

В обох випадках процес закачування піни виконується при постійному ступені аерації, щоб забезпечити заздалегідь визначене початкове значення тиску піноутворюючої рідини p_3 , що подається в ежектор.

При використанні як джерела стисненого повітря компресорів бурової установки залежно від значення p_3 може бути виконаний повний або частковий цикл закачування піни в свердловину з наступним самовиливом, а також два цикли закачування піни з самовиливом після кожного з них. У цьому випадку піна подається в свердловину при змінному ступені її аерації, а заданий режим ежектора забезпечується створенням повного початкового значення тиску p_p .

Для вибору p_p при використанні пересувних компресорів необхідно за номограмою (рис. 5.22) визначити ступінь аерації, при якій для необхідної глибини спуску ліфтових труб забезпечується задана величина Δp_3 , а пізніше за номограмою залежно від знайденого ступеня аерації та типу (марки) компресора слід визначити p_p .

Якщо певний за номограмою (рис. 5.22) ступінь аерації через його невелике значення неможливо забезпечити при компресорному обладнанні, то необхідно виконати частковий цикл закачування піни.

При проведенні часткового циклу необхідно вибрати максимальне значення ступеня аерації та відповідне значення для наявного типу компресора (рис. 5.23). Потім за номограмою (рис. 5.24) слід визначити глибину продавлювання h і відносний об'єм піноутворюючої рідини V_p/S (де V_p – об'єм піноутворюючої рідини, м^3 ; S – площа поперечного перерізу міжтрубного простору або колони залежно від необхідної величини Δp та вибраного максимального ступеня аерації). За отриманим значенням V_p/S та площі S затрубного простору визначається необхідний об'єм піноутворюючої рідини V_p . Відносний об'єм піноутворюючої рідини V_p/S щодо одного повного циклу визначається за номограмою (рис. 5.22, 5.23, 5.24). За глибину продавлювання h приймається глибина спуску ліфтових труб H .

При використанні компресорів бурової установки слід за заданим значенням Δp_3 встановити необхідність проведення одного, двох або часткового циклів закачування піни. Для цього за номограмою (рис. 5.25) необхідно провести до перетину один з одним перпендикуляр з точок на осях, що відповідають значенням Δp_3 і H . Якщо точка перетину перпендикулярів знаходиться в області, обмеженій кривими 1 і 2, слід здійснити процес за один цикл закачування піни, а якщо точка знаходиться в ділянці, обмеженій кривими 1 і 3, то за два цикли.

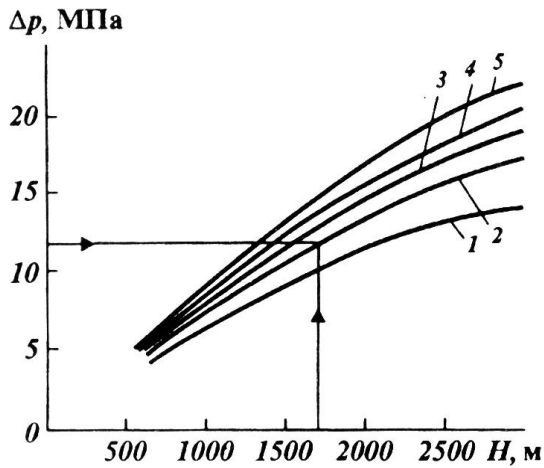


Рисунок 5.22 – Номограма для визначення можливого зниження тиску на вибої свердловини при різних ступенях аерації:

1, 2, 3, 4, 5 – при ступенях аерації відповідно 30, 40, 50, 60 та 70

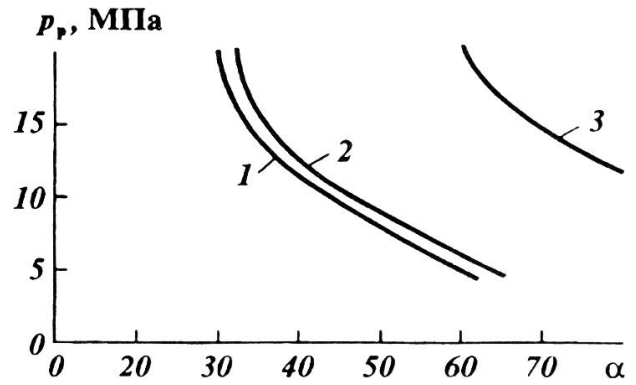


Рисунок 5.23 – Номограма для визначення робочого тиску ежектора при різних ступенях аерації для різних компресорів:

1 – УКП– 80; 2 – 3Д 9/101; 3 – КПУ 16/100

Якщо точка знаходиться нижче за криву 1, слід здійснити частковий цикл закачування піни.

Якщо встановлено необхідність проведення одного циклу циркуляції піни за номограмою (рис. 5.25) залежно від заданих значень Δp_3 і H , необхідно визначити значення p_p .

За необхідності проведення процесу за два цикли закачування піни тиск p_p у першому циклі встановлюється рівним 15 МПа, а в другому циклі визначається з рис. 5.25 залежно від Δp_3 та H . При виконанні часткового циклу за заданим значенням Δp_3 за номограмою (рис. 5.25) визначаються глибина продавлювання піни h та відповідне їй значення V_p/S . У цьому значення p_p приймається рівним 15 МПа. За отриманим значенням V_p/S і фактичного значення S міжтрубного простору визначається необхідний об'єм піноутворюючої рідини.

Відносний об'єм піноутворчої рідини V_p/S для проведення одного циклу визначається за номограмою (рис. 5.24), при цьому за глибину продавлювання h приймається глибина спуску ліфтових труб H , а значення V_p/S визначається за глибиною продавлювання. За отриманим значенням V_p/S і фактичному значенню колони S визначається необхідний об'єм піноутворюючої рідини. За необхідності проведення другого циклу об'єм піноутворюючої рідини для нього становить 70 % значення V_p для першого циклу.

Після спуску НКТ, монтажу наземного обладнання, обв'язування ежектора з компресором та цементуючим агрегатом трубопровідне наземне обладнання повинне бути опресоване гідравлічним способом на тиск 25 МПа. При цьому попередньо від'єднується повітропровід від бокового патрубка ежектора.

Пневматичним способом опресовується викидний повітропровід на максимальний робочий тиск компресора, після чого відкриваються засувки 15, 6, 7 і закриваються засувки 8, 5, 13 (див. рис. 5.20).

За допомогою насоса цементувального агрегату піноутворююча рідина подається в ежектор. Тиск подачі піноутворюючої рідини на початку процесу закачування піни в свердловину при використанні компресора бурової установки або пересувного компресора визначається так, як описано вище. Після цього повітря подається в ежектор від компресора. При використанні компресорів бурової установки тиск повітря на вході в ежектор має бути в межах від 0,7 МПа до 0,8 МПа. При використанні пересувних компресорів тиск повітря на вході в ежектор встановлюється довільно в межах від 1 – 2 МПа на початку закачування піни в свердловину і до 2 – 6 МПа в кінці процесу. Величина зазначених тисків повітря визначається величиною тиску закачування рідини та типами компресорів.

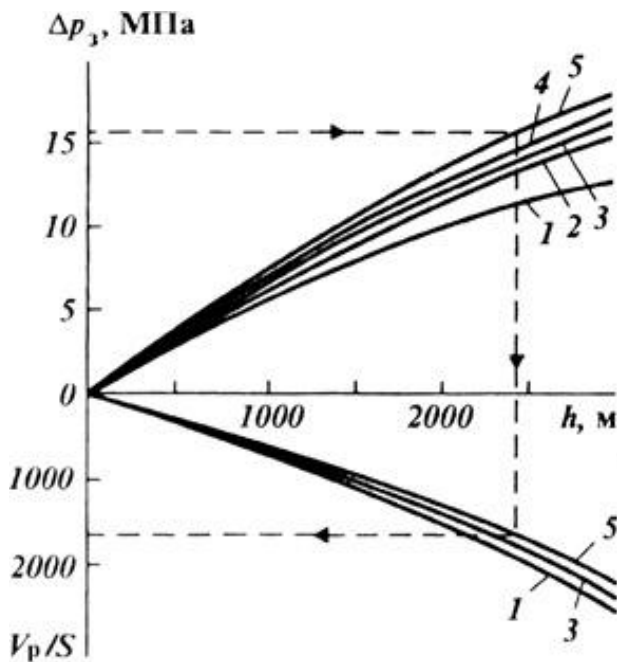


Рисунок 5.24 – Номограма для визначення глибини тиску h і відносного об'єму піноутворюючої рідини V_p/S :
 1, 2, 3, 4, 5 – при ступенях аерації відповідно

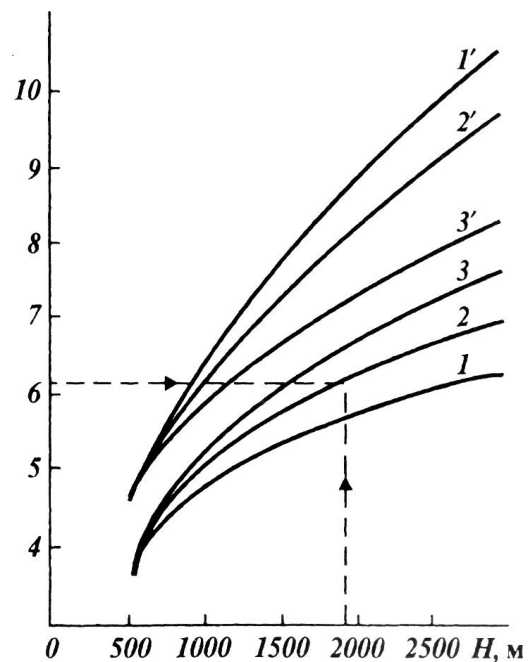


Рисунок 5.25 – Номограма для визначення можливої депресії при одно- або двоцикловому закачуванні піни та при різному тиску піноутворюючої рідини на вході в ежектор:
 1, 2, 3, 1', 2', 3' – 10, 15, 20 МПа при одному та двох циклах відповідно

Після заповнення свердловини піною в обчислюваному об'ємі, промивання свердловини піною (або при закачуванні піни в міжтрубний простір при частковому циклі) слід закрити засувку 15, відкрити засувку 8 і виконати протягом не менше 1,5 год самовилив піни по трубопроводу 10 накопичувач.

За наявності припливу нафти або газу з трубного простору закривається засувка 6 і після витіснення піни з міжтрубного простору закривається засувка 8, від'єднується трубопровід 10, встановлюється на місце його підключення до устя

свердловини заглушка 9 і відкриваються засувки 6, 7, 13, у напрямку колектору. У разі застосування пересувного компресора за відсутності припливу нафти або газу після самовиливу піни протягом 1,5 год необхідно продовжити її самовилив до закінчення.

У разі застосування компресорів бурової установки за відсутності припливу нафти та газу після виконання першого циклу закачування піни та її самовиливу протягом 1,5 год необхідно здійснити другий цикл закачування та самовилив піни до його закінчення.

Якщо приплив не отриманий, то свердловину залишають із відкритими засувками на трубному та міжтрубному просторі в очікуванні припливу протягом 36 год.

Якщо повторні промивання піною не дають результату, слід застосувати інші методи штучного впливу на привибійну зону для інтенсифікації припливу.

Необхідно суворо дотримуватися правил безпечного проведення робіт.

Виклик припливу зі свердловини слід проводити за планом, затвердженим головним інженером та головним геологом управління бурових робіт. Працівники та інженери повинні бути навчені правилам проведення робіт під час освоєння свердловин. Кожна зміна виробничого персоналу має бути проінструктована про заходи безпеки під час кожної конкретної операції.

При розміщенні в зоні свердловини техніки необхідно враховувати напрямок вітру.

Відстань між об'єктами має бути такою:

- від пересувної техніки до устя свердловини та приймальної місткості – не менше 25 м;
- від компресора до інших агрегатів – не менше ніж 10 м;
- від приміщень персоналу до устя свердловини – не менше відстані, що дорівнює висоті вишки плюс 10 м.

Забороняється робота з ежектором без зворотного клапана або з негерметичним зворотним клапаном на бічному патрубку для подачі повітря. При негативних температурах слід застосовувати підігріту піноутворюючу рідину. Повітропровід після збирання страхується сталевим тросом діаметром не менше 5 мм. Трос прикріплюється до повітропроводу хомутами, розміщеними на відстані 200 мм від з'єднання. Кінці троса кріпляться до стаціонарних якорів.

Викидну лінію від свердловини до приймальної місткості збирають з НКТ з внутрішнім діаметром не менше 50 мм, надійно кріплять її біля устя, в місцях поворотів і приймальної місткості за допомогою стопорних або стаціонарних якорів, розрахованих на розривні зусилля потоку не менше 1 т.

Під час опресування обв'язки всі люди повинні бути видалені з небезпечної зони.

Під час процесу виклику припливу на відстані не менше 25 м від устя свердловини та від накопичувальної місткості забороняється проведення робіт, не пов'язаних з процесом освоєння свердловини, користування відкритим вогнем, перебування сторонніх людей, наявність техніки, не обладнаної іскроглушниками на вихлопних трубах.

Не допускається потрапляння піни до джерел питної води.

У період самовиливу піни та очікування припливу забороняється залишати свердловину закритою, щоб не створити умови для утворення стисненої вибухонебезпечної суміші при руйнуванні піни.

5.12 ВИКЛИК ПРИПЛИВУ ІЗ ПЛАСТА ЗА ДОПОМОГОЮ КОМПЛЕКТІВ ВИПРОБУВАЛЬНИХ ІНСТРУМЕНТІВ (КВІ)

Крім основного свого призначення – випробування перспективних об'єктів у пошукових свердловинах – КВІ використовують для виклику припливу з пластів малої продуктивності, очищення навколо свердловини пластів, оцінки ефективності обробки пластів, випробування на герметичність цементних мостів і колон та для вирішення інших завдань, пов'язаних зі створенням депресії в обмеженому інтервалі стовбура свердловини, обсадженою колоною.

Пластовипробувачі дозволяють створювати миттєво високу депресію, що є сприятливим фактором для очищення привибійних зон пласта та виклику припливу пластового флюїду. При цьому підвищується ефективність результатів випробування (економічність, обсяг та якість інформації) та забезпечується випробування об'єктів у свердловинах з негерметичною колоною обсадних труб.

Пакер, випробувач пластів, запірний та поворотний клапани та глибинні реєструючі манометри забезпечують виконання процесу випробування. Інші вузли КВІ слугують для попередження можливих ускладнень або аварій у свердловині.

Пакер ізолює інтервал випробування від решти свердловини. Довжину хвостовика (труб нижче за пакер) вибирають такою, щоб при спуску КВІ до вибою пакер знаходився над об'єктом випробування. При передачі на пакер осьового стискаючого навантаження його гумовий елемент деформується, збільшується в діаметрі та перекидає стовбур свердловини. Шток пакера має канал, постійно відкритий для проходу пластового флюїду. Якщо прикласти до пакера осьове розтягувальне навантаження, то ущільнюючий елемент пакера повертається у вихідне положення.

Випробувач пластів забезпечений приймальним та зрівняльним клапанами, змінним штуцером. Випробувач пластів встановлюється вище за пакер. При спуску та підйомі КВІ пластовипробувач розтягнутий, його приймальний клапан закритий, тому не допускає надходження рідини для промивання в труби. Зрівняльний клапан пластовипробувача відкритий, і через нього забезпечується перетікання промивної рідини з-під пакера (при спуску) або під пакер (при підйомі КВІ) через фільтр, шток пакера, безпечний перевідник і яс. Наявність такого перетікання знижує ефект поршнення при русі пакера в свердловині.

Після упору хвостовика на вибій свердловини та передачі на КВІ осьового стискаючого навантаження відбувається вільне стиснення пакера, пакування стовбура свердловини та повільне стиснення пластовипробувача. Під час цього процесу закривається зрівняльний клапан, а потім відкривається приймальний клапан пластовипробувача, з'єднуючи порожнини порожніх або частково

заповнених рідиною труб над КВІ з підпакерним об'ємом свердловини. Тиск під пакером миттєво зменшується і починається приплив із пласта.

Після закінчення випробування при натягу інструменту пластовипробувач розтягується, закривається його приймальний клапан, перекриваючи порожнину труб над КВІ, після чого відкривається зрівняльний клапан, з'єднуючи затрубний простір над пакером з підпакерним простором. Тиск під пакером і над пакером вирівнюється.

Промисловість випускає багатоциклові випробувачі пластів, що мають дво-, три- та багатоциклові запірно-поворотні клапани (ЗПК). Останній призначений для перекриття порожнини труб після закінчення припливу з метою реєстрації процесу відновлення вибійного тиску. Його встановлюють вище за випробувач пластів і спускають відкритим. Наприкінці припливу шляхом обертання труб над КВІ запірно-поворотний клапан закривають і витримують у закритому положенні (для отримання кривої відновлення тиску). Тривалість закритого періоду повинна дорівнювати приблизно половині часу припливу, але не менше 20 хв.

У багатоциклових випробувачах при подальшому обертанні труб клапан знову відкривається та знову закривається, повторюючи багаторазовий цикл випробування.

При випробуванні хвостовик може упиратися на вибій (рис. 5.26) або не упиратися на вибій, коли в свердловину спускають механічний шліпсовий пакер, здатний спиратися на стінку обсадної колони. При упорі на вибій необхідно звернути увагу на якість моста, щоб не викликати просідання хвостовика в ньому.

З метою забезпечення безперешкодного спуску випробувача перевіряється прохідність його колоною. Для цього до перфорації або після неї колоною обсадних труб пропускають шаблон, довжиною і зовнішнім діаметром, рівним пакеру.

Для забезпечення більш надійної герметизації різьбових з'єднань і їх достатнього запасу міцності на розтягальне зусилля, і стріляючі навантаження пластовипробувач бажано спускати на бурильних трубах.

Устя свердловини має бути обладнане превенторами, а перед випробуванням повинні бути змонтовані лінії для відведення від устя пластового флюїду на відстань, регламентовану правилами безпеки.

З метою попередження розкриття викиду на свердловині має бути запас рідини щонайменше двох об'ємів свердловин.

Для проведення робіт в експлуатаційних колонах використовують інструменти, технічна характеристика яких наведена в табл. 5.9.

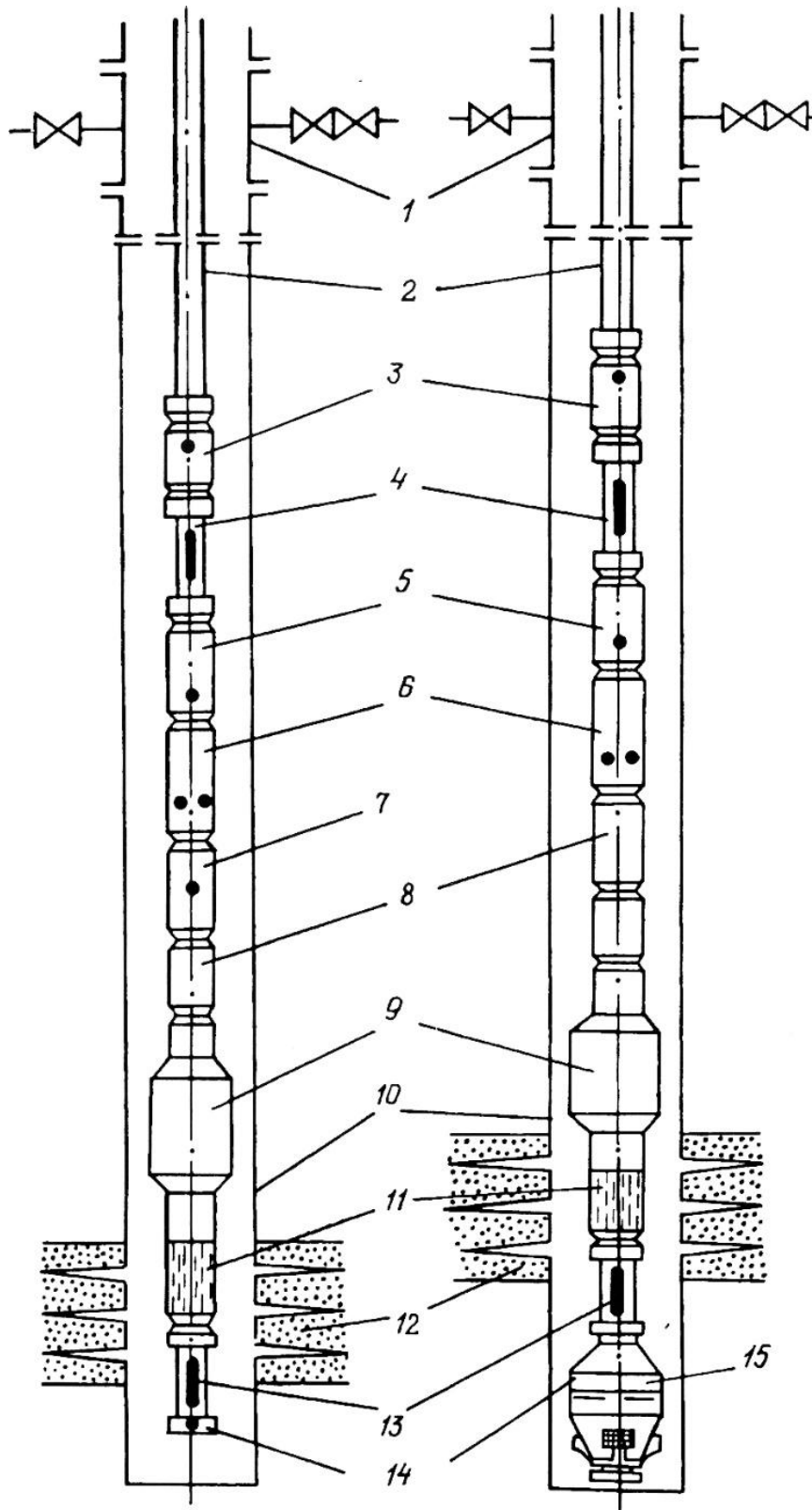


Рисунок 5.26 – Схема пакерування під час роботи з КВІ:

- 1 – колона головки; 2 – НКТ; 3 – циркуляційний клапан; 4 – верхній манометр;
 5 – запірно-оборотний клапан; 6 – випробувач пластів; 7 – яс; 8 – пробовідбірник; 9 – пакер;
 10 – обсадна колона; 11 – фільтр; 12 – пласт; 13 – манометр; 14 – опорна плита;
 15 – черевик

Технічна характеристика випробувальних інструментів

Параметр	КВІ-65	КВІ-95 (КВІ2А-95)	МІГ-80
Зовнішній діаметр, мм	65	95	80
Загальна довжина комплекту, м	20	21,6	23,4
Загальна маса комплекту, кг	300	910	635
Типорозмір сполучних різьблень	3 – 50	3 – 76	3 – 62
Допустиме навантаження, кН:			
при стисненні	150	300	60
при розтягуванні	100	250	200
Допустимий крутний момент, кН·м	4,0	6,0	5,4
Допустимий тиск навколишнього середовища, МПа	80	80	45
Максимальна температура навколишнього середовища, °С:			
із звичайною гумою	130	130	130
з термостійкою гумою	200	200	200
Діаметр гумових елементів, мм	67, 78, 87, 92	109, 115, 135, 145	87, 92, 98
Діаметр свердловини, мм	77 – 112	118 – 161	97 – 112
Навантаження при пакеруванні, кН	10 – 50	60 – 80	10 – 60

6 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИ СПОРУДЖЕННІ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

У процесі проходки та випробування пошукових і розвідувальних свердловин проводиться комплекс геологічних, геофізичних, геохімічних і гідродинамічних досліджень, що забезпечують одержання вихідних даних, які необхідні для оцінки нафтогазоносності розрізу, підрахунку запасів нафти і газу та проектуванні розробки покладів (родовищ).

6.1 ГЕОЛОГІЧНІ СПОСТЕРЕЖЕННЯ ЗА БУРІННЯМ СВЕРДЛОВИН

У процесі буріння свердловини до обов'язків геолога входять спостереження за відбором керн і шламу, вивчення та опис відібраних зразків порід, облік буримості порід, а також спостереження за провалами інструменту, поглинаннями бурового розчину і його параметрами та наявністю нафтогазо- і водопроявів тощо.

Найбільш повну характеристику розрізу та його нафтогазоносності можна отримати при суцільному відборі керн із свердловини. Проте суцільний відбір керн, як відомо, планується тільки в опорних свердловинах. При цьому необхідно враховувати, що фактичний винос керн в середньому досягає 40 – 50 % від буріння з відбором керн, причому в рихлих теригенних товщах, особливо в продуктивних пісковиках, фактичний винос керн зменшується до 5 – 10 %; збільшення фактичного виносу керн до 60 – 80 % спостерігається у щільних, переважно карбонатних породах.

Для більш детального вивчення перспективної товщі відбір керн в свердловинах на одній і тій же площі проектується в різних інтервалах розрізу, що при відносно невисокому відборі керн в кожній свердловині забезпечує висвітлення всієї продуктивної товщі.

Перед початком відбору керн із інтервалу, згідно з геолого-технічним нарядом, рекомендується провести контрольний вимір бурового інструменту, щоб точніше прив'язати відібраний керн до глибини свердловини.

При вивченні керн отримують дані про літологічну характеристику порід та їх стратиграфію, колекторські властивості порід, наявність ознак нафти і газу, структурні особливості порід та елементи їх залягання.

Недостатню висвітленість розрізу керном можна доповнити *відбором і вивченням шламу та відбором зразків порід на каротажному кабелі*. В опорних, параметричних і пошукових свердловинах шлам вивчають по всьому розрізу. Зразки шламу відбирають через рівні інтервали, величина яких залежить від характеру розрізу та його можливої нафтогазоносності. При бурінні одноманітної товщі шлам відбирають через кожні 5 – 10 м проходки. У разі частого перешарування пластів або наявності ознак нафтогазоносності інтервали відбору шламу зменшуються до 1 – 3 м.

При появі у буровому розчині уламків нафтогазоносних порід необхідно одразу ж приступати до відбору керна, навіть якщо глибина спуску колонкового долота не узгоджується з геолого-технічним нарядом.

Врахування швидкості проходки дозволяє виділити в розрізі породи різної міцності, а відповідно, і різного літологічного складу. За даними вимірів швидкості буріння будується діаграма, по вертикалі якої відкладають глибини в масштабі, а по горизонталі – час, витрачений на проходку кожного метра, або кількість метрів проходки за певний час. У результаті отримуємо криву, на якій відображаються інтервали твердих і рихлих, тріщинуватих порід.

Провали інструменту та інтервали підвищеної швидкості проходки характеризують наявність кавернозності і навіть пустот; *поглинання бурового розчину*, звичайно, пов'язані з кавернозними і дуже тріщинуватими породами, але можуть спостерігатися також і в теригенних колекторах при низьких пластових тисках.

Від якості *бурового розчину* залежить успіх буріння і подальше випробування та освоєння свердловини, тому підбору розчину, його приготуванню і контролю за якістю мають приділяти увагу не тільки спеціалісти з буріння, але і працівники геологічної служби. Контроль за змінами параметрів бурового розчину проводять згідно з нормативними документами. Параметри бурового розчину встановлюють залежно від особливостей геологічного розрізу, глибини свердловини, пластового тиску, температури тощо.

До основних параметрів, які визначають якість бурового розчину, відносяться густина, в'язкість, водовіддача, товщина глинистої кірки, статичне напруження зсуву, вміст твердих частинок, газу і солей (мінералізація).

При бурінні в ускладнених умовах параметри бурового розчину змінюються в бік посилення таких якостей, які б застерегли від можливих ускладнень або ліквідували б їх з самого початку.

Спостереження за змінами бурового розчину (насиченість його нафтою, розгазування, розрідження) дозволяють робити висновки про розкриття високопродуктивних нафтоносних, газоносних або водоносних горизонтів.

6.2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНАХ

Геофізичні дослідження та роботи у свердловинах (ГДРС) включають всі види геофізичних досліджень свердловин (ГДС), геолого-технологічні та геохімічні дослідження, роботи з перфорації та торпедування свердловин та інші. Матеріали ГДРС є одними із основних видів геологічної документації і повинні забезпечувати *всебічне вивчення геологічного розрізу (літології, фізичних і колекторських властивостей гірських порід, нафтогазонасиченості тощо)*.

Геофізичні методи, які використовують для вивчення геологічних розрізів свердловин, поділяють на електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні та геохімічні. Найбільш поширеними є електричні та радіоактивні методи.

Електричні методи дослідження розрізів свердловин базуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, до яких належать питомий електричний опір або електропровідність, абсолютна діелектрична проникність, природна електрохімічна активність та інші. При цьому виділяють методи позірнього (уявного) опору, (метод потенціалів самочинної поляризації), методи опору заземлення і потенціалів зумовленої (викликаної) поляризації та діелектричні методи.

Методи позірнього (уявного) опору. Цю групу методів складають стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, методи мікрозондів (мікрокаротаж), пластова нахилометрія, резистивіметрія.

Питомий опір гірських порід змінюється в дуже широких межах – від часток до сотень тисяч омметрів. Величина питомого опору (ρ_n) залежить від опору породоутворюючих мінералів і товщини пласта, напроти якого знаходиться зонд, опору бурового розчину, діаметра свердловини, зони проникнення фільтрату бурового розчину, діаметра цієї зони, а також від взаємного розташування електродів зонда (типу зонда) і відстані між ними (розміру зонда). Практично у свердловинах заміряють деякий параметр, який називають *позірним (уявним) опором*, що залежить від питомого опору породи.

Для заміру питомого опору в свердловину на спеціальному кабелі спускають зонд, який складається переважно з трьох електродів А, М, N. Четвертий електрод В встановлюють на поверхні. Електроди А і В призначені в схемі для пропускання електричного струму, а електроди М і N – для вимірювання різниці потенціалів між двома точками середовища в момент перебігу електричного струму. Принципова схема вимірювання питомого опору зображена на рис. 6.1.

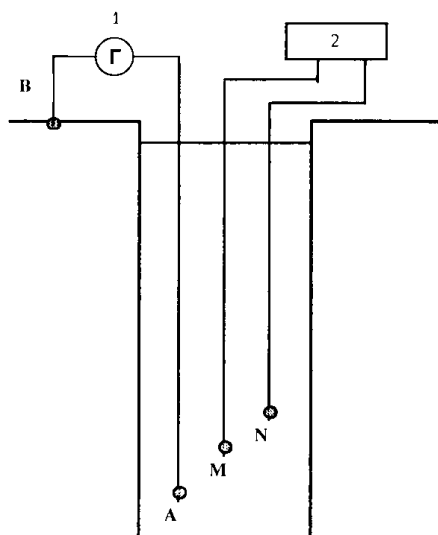


Рисунок 6.1 – Принципова схема вимірювання питомого опору:

- A, B – електроди живлення;*
- M, N – електроди вимірювання;*
- 1 – генератор (джерело) струму;*
- 2 – реєструючий прилад*

При переміщенні зонда вздовж стовбура свердловини залежно від питомого опору прилеглих порід змінюється різниця потенціалів між вимірювальними електродами М і N; питомий опір ρ_n обчислюють за формулою

$$\rho_{\text{п}} = k_3 \cdot \frac{\Delta U}{I},$$

де k_3 – коефіцієнт зонда, який залежить від відстані між електродами; ΔU – різниця потенціалів між електродами М і N; I – сила струму.

Результати замірів позірного опору представлені у вигляді кривої, яка відображає залежність позірного опору $\rho_{\text{п}}$ від глибини.

Залежно від розташування електродів живлення та вимірів розрізняють потенціал-зонди та градієнт-зонди, підшовні та покрівельні зонди, зонди прямого живлення або однополюсні та взаємного живлення, або двополюсні. Вибір того чи іншого зонда для досліджень залежить, передусім, від геологічних умов розрізу. Потенціал-зонди найбільш доцільно використовувати у розрізах, представлених пластами великої товщини з низьким або високим питомим електричним опором. Градієнт-зонди ефективні у розрізах з пластами малої товщини.

При *стандартному електрокаротажі* зміну питомого опору з глибиною досліджують за допомогою стандартних градієнт-зонда А2.0М0.5N і потенціал-зонда А0.5М6.0N та використовують для розкриття розрізів, оцінки літології, виділення опорних горизонтів та нафто- і газоносних об'єктів.

За показами стандартних зондів не завжди вдається одержати достатньо точну характеристику питомого опору порід, особливо при формуванні великої зони проникнення фільтрату бурового розчину. У таких умовах використовують *бокове електричне зондування (БКЗ)*, яке полягає у вимірюванні питомого опору пластів набором однотипних зондів різної довжини, що забезпечують різний радіус дослідження. Переважно застосовують такий комплекс зондів: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N.

Сприятливими умовами для застосування методу є однорідність досліджуваних пластів і порід, співвідношення питомих опорів пласта і бурового розчину не більше 500 – для пластів великої товщини і не більше 250 – для пластів малої товщини, товщиною пластів не менше трьох діаметрів свердловини. Результати досліджень за боковим електричним зондуванням використовують для визначення питомого електричного опору незабрудненої частини пласта і зони проникнення фільтрату бурового розчину, оцінки радіуса зони проникнення, пористості та нафтогазонасиченості.

Мікрокаротаж (МК) або мікрокаротажне зондування (МКЗ) полягає у детальному вивченні питомого опору присвердловинної зони пласта за допомогою зондів дуже малої довжини (мікрозондів) у необсаджений свердловині. При дослідженні застосовують зонди з відстанями між електродами до 5 см. У звичайних мікрозондах встановлюють 3 електроди з відстанню між ними 2,5 см, які утворюють градієнт-мікрозонд А0.025М0.025N і потенціал-мікрозонд А0.5М, де функції електрода N виконує корпус.

Градієнт-мікрозонд має незначний радіус дослідження, і на його покази більше впливає шар бурового розчину та глиниста (фільтраційна) кірка; для потенціал-мікрозонда цей вплив менший.

Метод дає змогу вивчати розрізи, представлені пластами малої товщини, що забезпечується малими розмірами зондів і щільним притисненням ізольованої пластини з електродами до стінки свердловини. Наявність фільтрату бурового розчину у пристовбурній зоні пласта ускладнює одержання даних про характер газонафтонасиченості пласта, але метод мікрозондування дає змогу одержати детальне розкриття розрізу свердловини, виділити колектори й оцінити їх пористість.

Метод резистивіметрії (РЕЗ) застосовують для визначення питомого електричного опору бурового розчину при бурінні та експлуатації, випробуванні свердловин з метою кількісної інтерпретації даних електрокаротажу, визначення мінералізації пластових вод за допомогою методів самочинної поляризації, установлення місць припливів і швидкості фільтрації підземних вод, виділення інтервалів поглинання бурового розчину в свердловині, місць руйнування обсадних колон та ін.

Метод потенціалів самочинної поляризації (ПС) використовують для визначення характеристик гірських порід за даними вимірів потенціалів електричних полів, що виникають в них самочинно.

Вимірювання потенціалів електричного поля здійснюють за допомогою рухомого у свердловині електрода М і нерухомого електрода N, який міститься на поверхні. При цьому записують різницю потенціалів між електродами М і N, яка належить до точки запису (електроду М):

$$\Delta U_{\text{ПС}} = U_{\text{ПСМ}} - U_{\text{ПСN}}.$$

Виникнення потенціалів самочинної поляризації зумовлено дифузією солей із пластових вод у буровий розчин і навпаки, а також адсорбцією іонів на поверхні мінералів гірської породи, фільтраційними процесами в системі “свердловина-пласт”, окисно-відновними процесами між гірськими породами і буровим розчином. У результаті цих процесів виникають дифузійно-адсорбційні, фільтраційні та окисно-відновні потенціали, значення і знак яких визначаються співвідношенням мінералізації пластових вод і фільтрату бурового розчину, мінеральним складом і структурою гірських порід та іншими факторами. Таким чином, вимірювання потенціалів ΔU дає інформацію про літологію розрізу свердловини, мінералізацію пластових вод і колекторські властивості порід.

Метод потенціалів самочинної поляризації проводять одночасно з реєстрацією питомого опору і застосовують для розкриття розрізу свердловин, виділення у розрізі глинистих порід і колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки пористості колекторів, визначення місця прориву прісної води в свердловину тощо.

Методи опору заземлення базуються на існуючій різниці у значеннях питомих електричних опорів гірських порід. Існує декілька модифікацій методу, найбільш поширеними серед яких є *боковий каротаж*, *мікрокаротаж* і *дивергентний каротаж*.

Боковий каротаж (БК) проводять з використанням три-, семи-, і дев'ятиелектродного зонда з автоматичним фокусуванням струму. На практиці частіше застосовують триелектродні зонди. За результатами вимірювань потенціалу ΔU між електродами і силою струму I через центральний електрод зонда визначають питомий опір ρ_{Π} порід.

Боковий каротаж доцільно використовувати при бурінні на високомінералізованому буровому розчині з питомим опором до 0,1 – 0,5 Ом·м. За результатами досліджень за допомогою бокового каротажу здійснюють детальне розкриття розрізу за значеннями позірною опором порід, вивчення літології, пористості та проникності порід, визначення параметрів зони проникнення, фільтрату бурового розчину і характеру насичення пластів.

Боковий мікрокаротаж (БМК) проводять з використанням дво-, три- і чотириелектродних мікроустановок. Покази бокового мікрокаротажу менш спотворені впливом глинистої кірки і шаром бурового розчину, ніж при вимірюванні електричного опором звичайними мікрозондами. Результати досліджень використовують для уточнення меж і товщини пластів, визначення літології розрізів і виділення колекторів. Цей метод у комплексі з іншими геофізичними методами дає змогу оцінити пористість, глинистість і нафтогазонасиченість колекторів.

Дивергентний каротаж (ДК) ґрунтується на вивченні електропровідності гірських порід. Особливість дивергентного методу полягає у регулюванні струму через електроди живлення за значенням його радіальної дивергенції, тобто за векторною величиною густини струму, що проходить через бокову поверхню свердловини на ділянці розміщення вимірних електродів. Реєструється величина, пропорційна опором середовища, яким поширюється радіальна складова струму.

Дивергентний каротаж доцільно проводити у свердловинах, заповнених високомінералізованим буровим розчином. На основі його результатів можна вирішувати завдання розкриття розрізу, визначення його літології, виділення колекторів тощо.

Методи потенціалів викликаної поляризації (ВП) базуються на вивченні штучних вторинних стаціонарних електричних полів, походження яких пов'язується з фізико-хімічними процесами, що відбуваються в породах внаслідок дії електричного струму на поверхні розділу твердої та рідкої фаз. Поляризація виникає в гірській породі при пропусканні через неї постійного електричного струму (поляризуючого струму). Після виникнення поляризуючого струму потенціали викликаної поляризації плавно зменшуються з часом. Викликана поляризація іонопровідних середовищ (пісковики, алевроліти) збільшується зі зростанням ступеня дисперсності і зменшується зі збільшенням проникності. Ця властивість дозволяє використовувати метод потенціалів викликаної поляризації для розкриття розрізу, виділення тріщинуватих зон, оцінки проникності колекторів тощо.

Індукційний каротаж ґрунтується на вивченні вторинного електромагнітного поля середовища, створеного джерелом електричного свердловинного приладу.

На рис. 6.2 зображено принципову схему індукційного методу. Зондова установка має кілька котушок високої індуктивності, високочастотний генератор і підсилювач. При пропусканні через генераторну котушку змінного струму високої частоти від генератора навколо цієї котушки створюється змінне електромагнітне поле, яке індукує в середовищі колові струми. Електрорушійна сила кругових струмів залежить від електропровідності середовища. Під дією електромагнітного поля колових струмів у вимірювальній котушці зонда індукується електрорушійна сила, пропорційна електропровідності середовища, яка підсилюється і реєструється на поверхні.

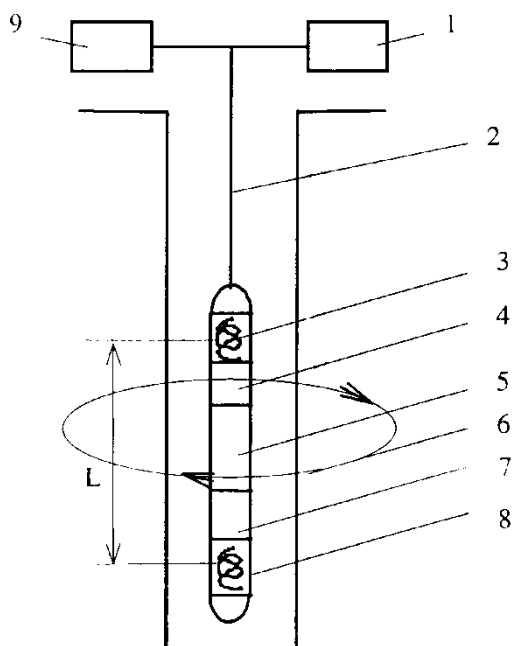


Рисунок 6.2 – Схема індукційного методу:

- 1 – реєструючий прилад; 2 – кабель;
- 3 – вимірювальна котушка; 4 – підсилювач і випрямляч; 5 – зонд;
- 6 – лінія індукованого струму;
- 7 – генератор;
- 8 – генераторна котушка;
- 9 – блок живлення;
- L – довжина зонда

Індукційний каротаж не вимагає безпосереднього контакту вимірювальної системи з буровим розчином і може використовуватись у сухих свердловинах або заповнених слабопровідним буровим розчином чи прісною рідиною. У цих випадках використовувати звичайні методи електрометрії не можна. Індукційний каротаж характеризується великим радіусом дослідження і дає позитивні результати при вивченні пластів зі значним проникненням фільтрату бурового розчину та низькоомних розривів (0,3 – 50 – 100 Ом·м).

На основі даних індукційного каротажу здійснюють розкриття розрізу свердловин за питомим електричним опором порід, виділення водо- і нафтогазоносних горизонтів. Результати індукційного каротажу у комплексі з іншими методами дають змогу оцінити коефіцієнти анізотропії пластів.

Радіоактивні методи. Радіоактивні методи поділяють на методи реєстрації природних радіоактивних випромінювань гірських порід і методи реєстрації вторинних випромінювань, пов'язаних з опроміненням гірських порід за допомогою спеціальних джерел (гамма-квантів і нейтронів), розміщених у свердловинному приладі. Важливою перевагою більшості ядерних методів є можливість їх застосування як у необсаджених колоною свердловинах, так і обсаджених.

Із радіоактивних методів найбільш розповсюдженими є *гамма-каротаж (ГК)*, *нейтронний гамма-каротаж (НГК)*, *нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)*, меншою мірою – *гамма-гамма-каротаж (ГГК)*.

Гамма-каротаж оснований на вивченні інтенсивності природного гамма-випромінювання, що виникає при розпаді радіоактивних елементів, розсіяних у гірських породах (рис. 6.3). Підвищена радіоактивність характерна для глин і глинистих осадів. Значно меншою інтенсивністю радіоактивності характеризуються піски, пісковики, доломіти і вапняки. Ще меншу радіоактивність мають гіпси, галіт, вугілля та ангідрит.

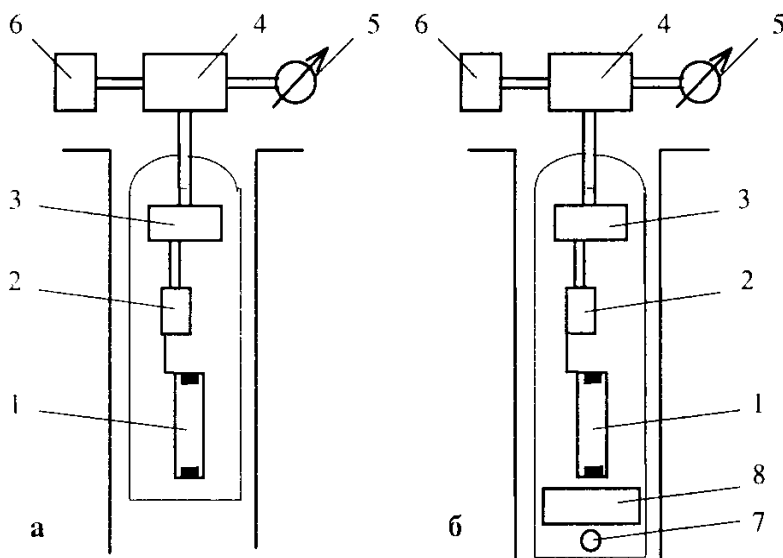


Рисунок 6.3 – Принципова схема гамма-методу (а) та нейтронного гамма-методу (б)

1 – лічильник; 2 – генератор високої напруги; 3 – підсилювач;
 4 – вимірювальний блок; 5 – реєструючий прилад; 6 – блок живлення;
 7 – джерело нейтронів; 8 – екран

У комплексі з даними інших геофізичних досліджень результати природного гамма-випромінювання використовують для літологічного розкриття розрізів свердловин, їх кореляції, виділення порід – колекторів, оцінки глинистості порід, виявлення в розрізі свердловини радіоактивних руд, дослідження якості цементациі за колонного простору і висоти підйому цементу тощо.

Нейтронний гамма-каротаж ґрунтується на вивченні інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, розсіяного гірською породою, або нейтронного випромінювання (*нейтрон-нейтронний каротаж*) при опроміненні її нейтронами (рис. 6.3) [2].

Нейтронні методи застосовують для літологічного розкриття розрізів, виділення колекторів, оцінки пористості порід, визначення водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів, визначення характеру насичення пластів, ступеня їх обводнення і швидкості руху пластових вод в родовищі, вивчення технічного стану свердловини, контролю гідравлічного розриву пластів, уточнення глибини перфорації колон.

Основним недоліком нейтронних методів є їх значна чутливість до зміни умов у свердловині (зміна діаметра свердловини, товщини фільтраційної кірки).

Основними модифікаціями імпульсних і нейтронних радіоактивних методів є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) і імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК). За допомогою цих методів каротажу вирішують такі ж завдання, як і нейтронним гамма-каротажем або нейтрон-нейтронним каротажем. Однак при високій мінералізації пластових вод імпульсний нейтрон-нейтронний метод дає змогу визначити коефіцієнт нафтонасиченості колекторів і стежити за поточним нафтонасиченням пластів родовищ, які знаходяться в розробці.

Гамма-гамма каротаж базується на вимірювання інтенсивності штучного гамма-випромінювання, розсіяного елементами гірської породи під час їх опромінення потоком гамма-квантів.

Існують дві модифікації гамма-гамма-методу: гамма-гамма-каротаж за густиною (ГГК-Г) та гамма-гамма-метод за м'якою компонентою – селективний (ГГК-С).

За допомогою першого методу проводиться розкриття геологічних розрізів, визначення густини та пористості порід, виділення різних корисних копалин, які мають аномальну густину (вугілля, апатит, флюорит, марганцеві та хромові руди, поліметалічні руди густиною більше 3 г/см^3), відбивка муфт на обсадних колонах, контроль якості колон і їх цементування та рівня рідини в свердловинах.

Результати досліджень селективного гамма-гамма-методу використовують для вирішення різних завдань з пошуків твердих корисних копалин.

Акустичні методи. Акустичні методи геофізичних досліджень у свердловинах ґрунтуються на вивченні пружних властивостей гірських порід при розповсюдженні в них пружних деформацій. Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах залежить від мінералогічного складу, пористості, структури порового простору, типу флюїду й тісно пов'язана з літолого-петрографічними властивостями порід. У табл. 6.1 наведено діапазони значень швидкостей розповсюдження хвиль у деяких гірських породах і пластових флюїдах.

При акустичному каротажі (АК) реєструється повне відображення сигналу, тобто його звукові образи: хвильові картини – запис повного сигналу спільно з погодинними відмітками і фазокореляційні діаграми – запис повного сигналу у вигляді фазових ліній сигналу, величина інтервального часу ΔT ($\Delta T = \frac{l}{v_p}$, де v_p – швидкість поздовжньої хвилі), декремент затухання

акустичної хвилі $\alpha_n \left(\alpha_n = \frac{l}{l} \ln \frac{A_1}{A_2} \right)$, де A_1 і A_2 – амплітуди хвиль, що реєструються приймачами; l – база зонда).

Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах

Гірська порода	Швидкість, м/с	Гірська порода	Швидкість, м/с
Глина	1200 – 2500	Кам'яна сіль	4500 – 5500
Мергель	2000 – 3500	Кристалічні породи	4500 – 6500
Пісковик незцементований	1500 – 2500	Вода, буровий розчин	1500 – 1700
Пісковик щільний	3300 – 5250	Нафта	1300 – 1400
Вапняк	5570 – 7100	Вуглеводневі гази	430 – 450
Ангідрит	5800 – 6100		

При акустичному каротажі застосовують триелементний зонд, який складається з приймача і двох розташованих на деякій відстані від нього випромінювачів. Відстань між випромінювачами називається *базою зонда*. Довжину зонда визначають відстанню між віддаленим випромінювачем і приймачем.

Акустичний каротаж за швидкістю базується на вивченні швидкості поширення пружних хвиль в гірських породах шляхом вимірювання інтервального часу $\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{\Delta L}$, де t_1, t_2 – час надходження хвилі відповідно на другий і перший приймачі; ΔL – база зонда. Швидкість поширення хвилі у пласті називають пластовою або інтервальною.

Акустичний каротаж за затуханням базується на вивченні характеристик затухання пружних хвиль у породі. На затухання пружних коливань значно впливає неоднорідність середовища, яка зумовлює послаблення коливань і зниження амплітуди хвилі. Здатність гірських порід поглинати пружні коливання оцінюється коефіцієнтом (декрементом) поглинання.

Акустичний каротаж застосовують для літологічного розкриття розрізів свердловини, визначення пористості порід, характеру насичення колекторів, виділення в розрізі тріщинно-кавернозних зон, інтерпретації результатів сейсморозвідки та вирішення інших завдань.

До геолого-технічних методів дослідження в процесі буріння свердловин відносяться: газований каротаж, метод вибіркового електродів, комплексні геофізичні дослідження (реєстрація параметрів буріння): детальний механічний каротаж, фільтраційний каротаж, метод тиску. При бурінні похилих і горизонтальних свердловин використовують спеціальні комплексні геофізичні автономні прилади (апаратурно-методичний комплекс “Горизонт”).

Прилади забезпечують отримання таких основних параметрів: потенціалів самочинної поляризації (ПС), інтенсивності природного гамма-випромінювання (ГК), нейтронного гамма-випромінювання (НГК), кута нахилу свердловини ($0 - 180 \pm 0,1$ град), азимута нахилу свердловини ($0 - 360 \pm 1$ град), питомого електричного опору.

Використання комплексу геофізичних методів дослідження свердловин у процесі буріння дозволяє крім оперативного отримання важливої геолого-геофізичної та технологічної інформації скоротити терміни будівництва свердловин на 15 – 20 %. Комплекси геофізичні дослідження свердловин у процесі буріння дають можливість оперативно приймати рішення про відбір керна, випробування пластів та ін.

Методи дослідження технічного стану свердловини. Для дослідження технічного стану свердловин застосовують комплекс різних геофізичних методів.

Інклінометрія (ІНКЛ) використовується для вимірювання кута і магнітного азимуту викривлення стовбура свердловини. Кут нахилу стовбура (зенітний кут) свердловини визначається між вертикаллю та фактичним напрямком осі стовбура свердловини. Магнітний азимут викривлення характеризується кутом у горизонтальній площині між напрямком на магнітний північ і напрямком горизонтальної проєкції осі свердловини.

Кут і азимут викривлення свердловин вимірюють інклінометрами з дистанційним електричним заміром, фотоінклінометрами і гіроскопічними інклінометрами.

Найбільш поширені інклінометри з обертальною немагнітною рамкою, які дають змогу проводити багаторазове вимірювання кута і азимуту викривлення на заданих глибинах свердловини. Азимут викривлення визначається в цих приладах за допомогою магнітної бусолі, а кут викривлення від вертикалі у площині викривлення – виском. Визначення азимуту викривлення такими приладами можливе тільки у незакріплених свердловинах. Для вимірювання азимуту викривлення в закріплених свердловинах використовують гіроскопічні інклінометри.

За результатами систематичних замірів кута і азимуту викривлення на різних глибинах свердловини будують *інклінограми* – проєкції стовбура свердловини на горизонтальну і вертикальну площини. Інклінограми різного виду наведено на рис. 6.4.

Залежно від ступеня кривизни свердловини інтервали вибирають різні. При викривленнях до 10° приймаються інтервали 20 – 50 м, при значних викривленнях і похило направленому бурінні вони зменшуються до 5 – 10 м.

Кавернометрія використовується для визначення усередненого діаметра свердловини. Для вимірювання застосовують каверноміри, за допомогою яких записують криву зміни діаметра свердловини з глибиною (*кавернограму*).

Максимальна похибка вимірювання діаметра свердловин становить 10 мм при діапазоні вимірювань від 70 мм до 760 мм.

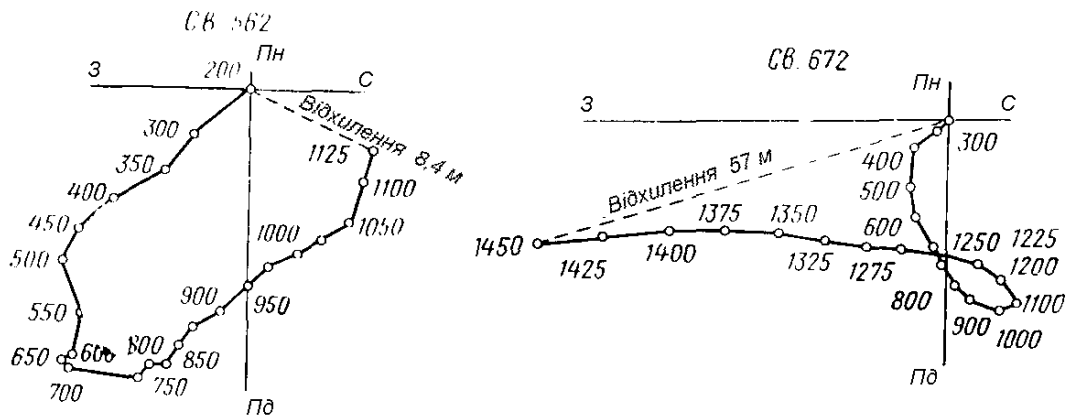


Рисунок 6.4 – Інклінограми різного виду

Профільметрія використовується для визначення діаметра свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах, що дає змогу оцінювати форму поперечного перерізу стовбура свердловини. Якщо діаметри свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах суттєво відрізняються, то це свідчить про наявність жолобних виробок або інших порушень форми стовбура свердловини.

Кавернометрія і профільметрія застосовуються для визначення розмірів і форми стовбура свердловини, уточнення свердловинних умов при інтерпретації результатів окремих геофізичних методів, контролю за станом стовбура свердловини під час буріння. За результатами досліджень проводять розрахунок об'єму затрубного простору при визначенні кількості цементу, необхідного для цементування обсадних колон, виявлення колекторів за наявності глинистої кірки тощо.

Методи оцінки якості цементування свердловини використовують для визначення параметрів, що характеризують якість розмежування пластів і герметичність затрубного простору. Найбільш поширеними є методи термометричного, радіоактивного та акустичного контролю якості цементування.

Термометричний метод визначення цементного кільця базується на вивченні природних і штучних теплових полів у свердловинах.

У процесі тверднення тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини відбувається відновлення природного співвідношення між буровим і тампонажним розчином. Розподіл температури на глибині зацементованої свердловини залежить від багатьох факторів: природного теплового поля, теплового поля і виділення тепла в результаті гідратації цементу, часу з початку цементування, теплофізичних властивостей порід та ін. Максимальна температура тепловиділення при твердненні тампонажного розчину із портландцементу спостерігається через 6 – 9 годин після його приготування.

Аналіз результатів вимірювань температури в процесі тверднення тампонажного розчину дає змогу уточнити за характерним підвищенням температури глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі.

Метод термометрії може використовуватись також і для діагностики міжпластових перетоків. Характерною ознакою їх можуть слугувати температурні аномалії за глибиною свердловини порівняно з природним розподілом температур.

Радіоактивні методи контролю цементування свердловин використовують для контролю товщини цементного кільця при опромінюванні від радіоактивного джерела приладу навколосвердловинного простору. Принцип їх дії базується на реєстрації інтенсивності гамма-випромінювання при обертанні навколо індикатора приладу свинцевою екрану із прорізом. Інтенсивність гамма-випромінювання за одне обертання залежить від товщини цементного каменю.

Гамма-каротаж може використовуватись також для діагностики зон міжпластових перетоків у випадку їх гідродинамічного зв'язку із внутрішньою порожниною обсадної колони.

Для реєстрації кривих розподілу інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання по периметру обсадної колони застосовують селективний гамма-дефектомір-товщиномір СГДТ-2, який характеризується підвищеною чутливістю та інтерпретаційними можливостями.

Основними недоліками гамма-гамма методу контролю якості цементування є обмеження у різниці між густинами тампонажного і бурового розчинів (більше 300 – 500 кг/м³) та температурою в свердловині (до 100 – 120°C).

Акустичний метод контролю цементування свердловин базується на вимірюванні амплітуди заломленої поздовжньої хвилі та часу пробігу пружних коливань. Метод дає змогу визначити глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі, його наявність за колоною, ступінь зчеплення цементного каменю з обсадною колоною і гірськими породами, наявність дефектів у цементному камені.

У вітчизняній практиці використовують акустичні цементоміри: АКЦ-4 – для обсадних колон діаметром 146 – 219 мм (максимальна робоча температура 150°C, максимальний тиск 80 МПа); АКН-1 – для обсадних колон діаметром до 300 мм (максимальна робоча температура 120°C, максимальний тиск 60 МПа).

Методи контролю технічного стану обсадних колон використовують для виявлення вм'ятин, тріщин, місць порушення герметичності, обривів по тілу труби та інших дефектів.

Відомо чимало методів і приладів для визначення дефектів в обсадних колонах. Це прямі методи контролю – оптичний, акустичний, електромеханічний, механічний, магнітний, індукційний, метод розсіяного гамма-випромінювання та непрямі методи – резистивіметрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів.

Оптичний метод базується на одержанні оптичних зображень, стінок обсадної колони та візуальному їх вивченні. Для цього використовують

свердловинні фотоапарати, фото- і кінотелевізійні установки. Недолік цього методу полягає в тому, що стан обсадної колони можна контролювати тільки в оптично прозорому середовищі. Окрім цього, виникають труднощі в діагностиці дефектів обсадної колони на основі візуальних зображень її поверхні.

Акустичний метод ґрунтується на реєстрації відбитих від поверхні труб високочастотних ультразвукових хвиль, що дає змогу одержати акустичний образ досліджуваної поверхні. Розроблений свердловинний акустичний телевізор сприяє контролю внутрішньої поверхні обсадних труб на необхідних інтервалах глибин. За його допомогою можна визначити місцезнаходження перфораційних отворів, тріщин та ін. Недоліки акустичного методу полягають в його нечутливості до локальних порушень геометрії труб (типу вм'ятин) та похибках, зумовлених наявністю на поверхні труб або в буровому розчині різних неметалевих включень (шламу).

Електромеханічний метод контролю зміни внутрішнього діаметра базується на вимірюванні переміщень шести-восьми важелів, які ковзають на внутрішній поверхні обсадної колони, і їх радіальні переміщення передаються на рухомий контакт реостата, що призводить до зміни співвідношень між електричними опорами, і реєструються на поверхні (такий принцип реалізовано у каверномірі). Розроблений у ВНДІ Геофізики прилад НЕМ-68 для вимірювань діаметра обсадної колони та реєстрації муфтових з'єднань характеризується достатньо високою точністю (до 1 мм). Недоліки електромагнітного методу полягають в усередненні результатів вимірювань, а також у неможливості діагностики поздовжніх дефектів.

Механічний метод контролю технічного стану обсадних колон базується на тому ж принципі, що й електромеханічний, тільки результати вимірювань реєструються безпосередньо в приладі.

Магнітний метод ґрунтується на реєстрації магнітних полів розсіювання біля отворів у колоні при її намагнічуванні стаціонарним магнітним полем. Розроблений у НДІ моргеофізики локатор перфораційних отворів ЛПО-1 з магнітним датчиком характеризується високою здатністю діагностування. Випробування при щільності перфорації 10 отв./м дає можливість діагностувати отвори діаметром 7 – 8 мм і більше. Прилад розраховано на максимально допустиму температуру до 150°C і тиск до 80 МПа.

Індукційний метод контролю базується на реєстрації вихрових струмів, що збурюються в обсадній трубі змінним магнітним полем. Використовують для вимірювань товщини стінок труб, виявлення тріщин та інших дефектів. Розроблені у НДІ моргеофізики дефектометри ДІ-1 і ДСІ дають змогу визначати тріщини та інші дефекти розміром близько 10 мм. Ці прилади працюють при температурі до 150°C і тиску до 80 МПа.

Метод розсіяного гамма-випромінювання застосовують для вимірювання середньої товщини стінок, внутрішнього діаметра і дефектів обсадних колон. За допомогою дефектометра-товщиноміра СГДТ-2 визначають товщину стінок і діаметр обсадних труб з точністю до 0,5 мм, а також місце розташування муфт і центраторів.

Непрямі методи контролю стану обсадних колон (резистивіметрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів) використовують разом із іншими операціями, пов'язаними з припливом або поглинанням рідини через місце порушення. Дефекти в обсадних колонах визначають на основі характерних аномалій питомого електричного опору рідини в свердловині, температури та інтенсивності гамма-випромінювання.

Усі перелічені роботи виконуються за участі представника геологічної служби, який складає інформацію про технічний стан стовбура свердловини.

Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах виконуються згідно галузевого стандарту України від 10.01.2000 р.

Залежно від завдань, що вирішуються ГДРС, виділяють загальні, детальні та спеціальні дослідження:

– *загальні* дослідження виконують скороченим (основним) комплексом ГДС по всьому стовбуру свердловини;

– *детальні* дослідження виконують розширеним комплексом ГДС (основним і додатковим) в перспективних на нафту і газ інтервалах;

– *спеціальні* дослідження виконують в окремих пластах або цільових інтервалах за спеціальними технологіями.

Загальні дослідження розрізу свердловин повинні забезпечувати:

– поділ розрізу на пласти, їх прив'язку по глибині вздовж осі свердловини і за абсолютними позначками;

– поділ розрізу на літолого-стратиграфічні комплекси та типи (теригенний, карбонатний, хемогенний, вулканогенний, кристалічний тощо);

– виділення стратиграфічних реперів;

– прив'язку відібраного керна по глибині;

– літологічне вивчення розрізу;

– інформаційне забезпечення інтерпретації наземних геофізичних польових досліджень (сейсморозвідки, електророзвідки, граві-магніторозвідки);

– попередню оцінку нафтогазоперспективності розрізу та колекторських властивостей гірських порід;

– визначення просторового розміщення вибою свердловини.

Детальні дослідження в комплексі з іншими геолого-геофізичними даними повинні забезпечувати:

– розкриття досліджуваного розрізу на пласти з максимальною детальністю, їх прив'язку по глибині та за абсолютними позначками;

– визначення літотипів виділених пластів;

– виділення колекторів та оцінку їх фільтраційно-ємнісних властивостей;

– якісну та кількісну характеристику флюїдонасичення, встановлення міжфлюїдальних контактів і меж перехідних зон.

Детальні дослідження в опорних і параметричних свердловинах виконуються у невивченій частині розрізу та у передбачуваних нафтогазоперспективних інтервалах; у структурних, пошукових і розвідувальних свердловинах – у перспективних інтервалах; в експлуатаційних свердловинах – у продуктивних інтервалах.

Спеціальні види та технології ГДС у свердловинах всіх категорій застосовують в окремих найбільш перспективних пластах та в інтервалах суцільного відбору керна для уточнення фазового стану флюїдів і положення міжфлюїдних контактів, контролю випробувань у колоні та заходів з інтенсифікації припливів, отримання опорної інформації для побудови петрофізичних моделей та детальної прив'язки керна до каротажних матеріалів.

На основі результатів інтерпретації матеріалів ГДРС пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин з використанням петрофізичної та іншої геолого-геофізичної інформації розвідуваної площі (родовища) проводиться оцінка та підрахунок запасів нафтогазових родовищ.

Комплексна інтерпретація матеріалів ГДРС має забезпечити:

- детальне стратиграфічне та літологічне розкриття і кореляцію розрізів, побудову кореляційних схем;
- виділення у розрізі свердловин колекторів всіх типів і визначення їх параметрів;
- побудову інтерпретаційних моделей з урахуванням матеріалів петрографічних досліджень;
- розподіл колекторів на продуктивні та водоносні, а продуктивних – на газо- та нафтоносні;
- визначення положень міжфлюїдних контактів шляхом міжсвердловинної кореляції, ефективних газонафтоносних товщ;
- визначення та узагальнення по пластах (покладах) коефіцієнтів пористості, газонафтонасиченості, проникності, витіснення, оцінку неоднорідності пластів (покладів, об'єктів);
- підрахунок запасів нафти та (або) газу;
- визначення пластових тисків та температур;
- прогнозування потенційних дебітів;
- прогнозування геологічного розрізу у навколосвердловинному та міжсвердловинному просторі.

На сучасному етапі розвитку геофізики обробка результатів ГДС проводиться на основі широкого використання автоматизованих комп'ютеризованих систем інтерпретації. Фахівцями УкрДГРІ та Інституту кібернетики НАН України створено комп'ютеризовану технологію "Геопошук", яка дозволяє виконувати усі етапи оперативної інтерпретації результатів ГДС, які містять:

- редагування цифрових записів даних різних методів ГДС;
- перегляд, виправлення, узгодження каротажних кривих за глибиною;
- створення, заповнення та редагування попластової бази даних;
- відбиття меж прошарків, аналіз результатів інтерпретації, їх редагування;
- зняття відліків геофізичних параметрів та їх коригування;
- оцінку якості методів електрометрії, визначення опору промивальної рідини та пластів-колекторів за даними комплексу методів БКЗ+БК+ІК;
- визначення глинистості, пористості, проникності, нафтогазонасиченості та інших параметрів продуктивних горизонтів;

– формування оперативного геофізичного висновку за даними ГДС.

Крім формування оперативного висновку за даними ГДС, комп'ютеризована технологія “Геопошук” дозволяє виконувати етапи зведеної інтерпретації, які включають:

- побудову кореляційних профілів, перетинів;
- побудову карт геофізичних параметрів;
- автоматизований підрахунок запасів вуглеводнів;
- побудову геологічної моделі нафтогазового родовища.

На рис. 6.5 наведено результат оперативної інтерпретації даних стандартного комплексу ГДС за допомогою комп'ютеризованої технології “Геопошук” з метою побудови геологічного розрізу свердловини та оцінки характеру насичення пластів-колекторів [2].

При визначенні технічного стану відкритого стовбура свердловини методи ГДРС мають надати інформаційну основу для:

- оцінки просторового положення стовбура свердловини (відповідності кута та азимуту заданій траєкторії стовбура);
- визначення геометрії перетину стовбура, виділення жолобів, каверн, сальників, місць вилучення та течії солей і глин;
- прогнозування небезпечних зон прихоплення бурового інструменту;
- виявлення зон нафтогазопроявів і поглинань бурового розчину.

Під час контролю та дослідження затрубної ізоляції пластів методи ГДРС повинні надати інформацію для визначення:

- висоти підйому цементу за колоною, однорідності цементного каменю, повноти заповнення цементом затрубного простору, наявності затрубних каналів, заповнених рідиною та газом;
- суцільності зчеплення цементу з колоною та породою;
- затрубних перетоків рідини та газу поза колоною;
- прив'язки до розрізу та місць установа пачерів.

Безпосереднє випробування пластів виконують спеціальними приладами (випробувачами) на каротажному кабелі або бурових трубах і має забезпечити:

- інформацію про появу припливу флюїду;
- відбір герметизованих проб рідин і газів із пласта;
- реєстрацію діаграм тиску та припливу при випробуванні;
- детальні дослідження для точного визначення положення міжфлюїдних контактів;
- визначення гідродинамічної однорідності пластів.

Геофізичні дослідження під час випробування та освоєння свердловин повинні надати можливість:

- виявити заколонну циркуляцію, негерметичність ізоляційного моста і колони (контроль якості розділення об'єктів випробування);
- встановити сполученість об'єктів випробування з сусідніми пластами в процесі випробувань;
- здійснити контроль інтервалів і характеру роботи продуктивних горизонтів та складу припливу, а також контроль за результатами кислотних та інших обробок привибійної зони свердловин.

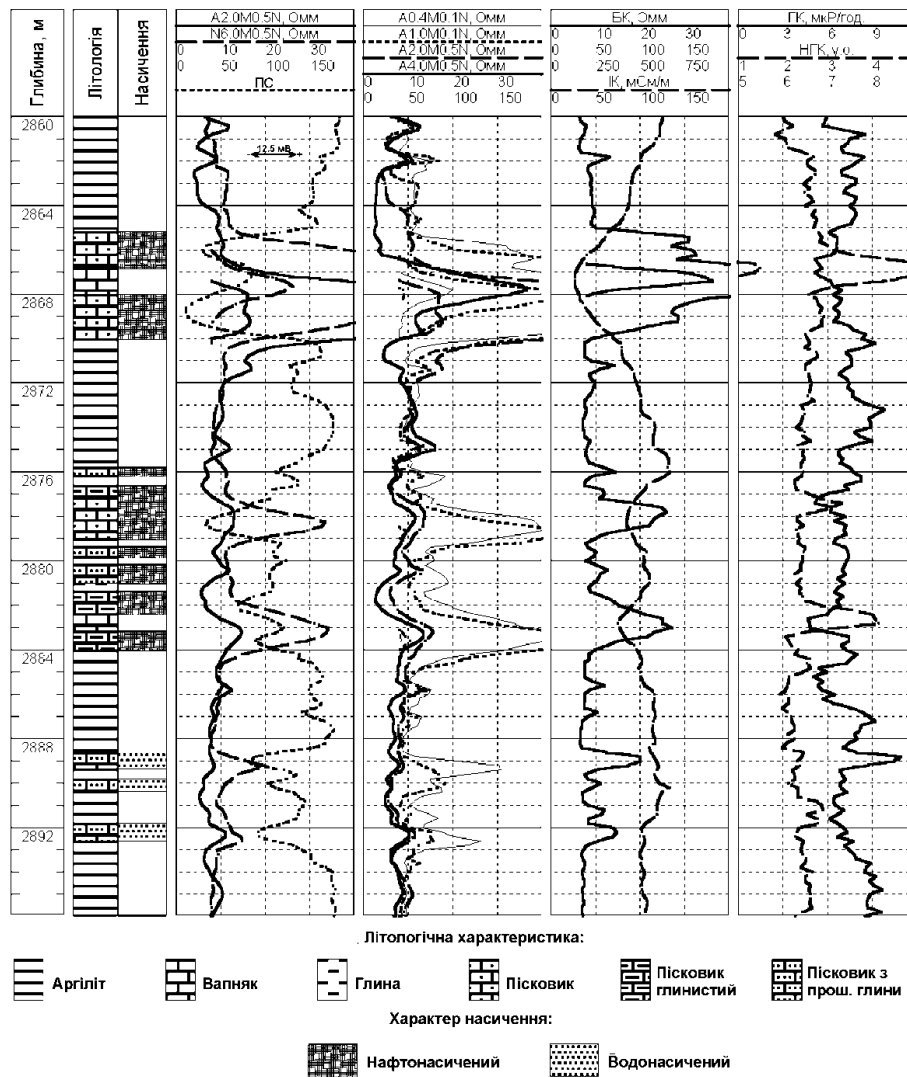


Рисунок 6.5 – Геолого-геофізичний розріз свердловини та оцінка характеру насичення пластів-колекторів за допомогою комп’ютеризованої технології “Геопошук”

Набори методів ГДС з метою вивчення геологічної характеристики розрізу свердловин відрізняються за геолого-технічними умовами проведення вимірів і завдань, що вирішуються:

- за категоріями свердловин, що досліджуються, – параметричні та пошукові, розвідувальні й експлуатаційні;
- за складністю будови геологічного розрізу;
- за електричним опором промивальної рідини: прісна $\rho_c > 0,1$ Ом·м, солоня $\rho_c < 0,1$ Ом·м та рідина, яка не проводить електричний струм;
- за типом досліджень: загальні дослідження по всьому розрізу свердловини в масштабі глибин 1:500 і детальні дослідження в перспективних інтервалах у масштабі глибин 1:200.

Комплекси ГДС для вирішення геологічних завдань повинні включати обов’язкові (основні) методи досліджень та, за необхідності, додаткові. Вони повинні мати мінімальний набір обов’язкових методів, які забезпечують у відносно простих геолого-технічних умовах вирішення встановленого мінімуму

геолого-інформаційних і технічних завдань. Обов'язкові методи ГДС підлягають повному та безумовному виконанню всіма організаціями і підприємствами, незалежно від їх підпорядкування та форм власності, що проводять ГДС у нафтогазоносних регіонах України. Додаткові методи досліджень визначаються, виходячи із специфіки досліджуваного розрізу та конкретних геолого-технічних умов, коли необхідно отримати додаткову інформацію для виконання поставлених завдань.

Після завершення буріння інтервалів, намічених для перекриття кондуктором, технічною та експлуатаційною колонами, мають бути проведені загальні дослідження обов'язковим комплексом ГДС.

У нафтогазоперспективних частинах розрізу після закінчення їх буріння разом з загальними дослідженнями повинні виконуватись детальні. При цьому їх інтервал має включати водонасичені колектори і покришки як зі сторони покрівлі, так і зі сторони підосви нафтогазоносних пластів (об'єктів).

Комплекс детальних досліджень має виконуватись у мінімально короткі терміни після розкриття розрізу бурінням. Інтервали досліджень при цьому не повинні перевищувати зазначених у табл. 6.2.

Таблиця 6.2

**Максимальні інтервали детальних геофізичних досліджень
залежно від глибин свердловин**

Глибина свердловин, м		Максимальний інтервал загальних досліджень, м
від	до	
0	1200	400 – 500
1200	3000	300
3000	4000	200
4000	5000	150
більше 5000		100

Примітка 1. Вказані в таблиці глибини і максимальні інтервали досліджень залежать від їх літолого-стратиграфічної характеристики.

Примітка 2. Раніше проведені вимірювання всіма видами досліджень, крім кавернометрії і термометрії, повинні перекриватися під час наступних досліджень не менше ніж на 50 м.

Перед спуском колони і після закінчення проходки свердловини при великому значенні нафтогазоносності геофізичні дослідження у масштабі глибин 1:200 виконуються у всій перспективній частині розрізу з перекриттям раніше виконаних вимірювань на 50 м.

6.3 РОЗКРИТТЯ І ВИПРОБУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ

Необхідно розрізнити розкриття перспективного об'єкта в процесі буріння свердловини і розкриття після закінчення її буріння.

При розкритті *перспективних об'єктів* і в наступний період відбувається зміна фільтраційних властивостей продуктивних пластів у навколосвердловинній зоні під впливом низки факторів, які залежать від:

- фізико-хімічних властивостей промивальної рідини та часу її контакту з гірськими породами;
- протитиску на пласт, що створюється буровим розчином у процесі його розкриття;
- взаємодії фільтрату цементного розчину з поровим або тріщинним простором гірських порід;
- зміна властивостей свердловинної зони під впливом охолодження пласта при бурінні та при взаємодії фільтрату з породою.

Радіальна фільтрація призводить до утворення глинистої кірки, зони кольматації або внутрішньої кірки та зони проникнення фільтрату. При інтенсивному заповненні порового або тріщинного просторів сторонньою речовиною відбувається неконтрольована зміна нафтогазопроникності, яка призводить до істотного зменшення нафтовіддачі. У результаті попадання фільтрату промивальної рідини в пласт відбувається набухання глинистої речовини, випадання в осад солей, колоїдів та інших частинок, утворення стійких емульсій, збільшення залишкової водонасиченості. Швидкість кольматації більша в високопроникних пластах. При незначних розмірах зони кольматації 1 – 3 мм втрати продуктивності можуть складати лише 5 – 8 %, а при проникненні дисперсних частин у пласт на глибину 20 – 40 см і більше продуктивність зменшується в 5 – 10 і більше разів. Ступінь впливу фільтрату промивальної рідини на втрату продуктивності залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колектора. У зв'язку з цим в процесі буріння пласти, в яких очікується нафта (газ), необхідно розкривати на якісному буровому розчині, бажано обробленому поверхнево-активними речовинами (ПАР). У колекторах, які вміщують велику кількість бурового матеріалу, погіршення колекторських властивостей може бути зумовлено розбуханням глинистих частин за рахунок води, відфільтрованої з бурового розчину.

У процесі буріння продуктивної частини пласта необхідно забезпечувати стабільність розрахункової густини бурового розчину. Максимально допустиме коливання густини по всьому циклу промивки не повинно перевищувати $\pm 20 \text{ кг/м}^3$.

Для зменшення гідравлічних опорів при промивці свердловини в буровий розчин треба вводити нафту (до 10 – 15 %), графіт, СМАД-1 та інші змащувальні добавки в кількості 0,5 – 2,0 %. Крім того, за 50 м до входу в продуктивний пласт рекомендується переходити на роторний спосіб буріння та зменшити, по можливості, діаметр і довжину УБТ до 50 – 70 м.

Додатковим заходом, який спрямований на зменшення радіуса проникнення фільтрату в пласт, є також підсилення кіркоутворюючих і кольматуючих властивостей бурового розчину, які зменшують швидкість надходження фільтрату в пласт.

У процесі спуску колони труб в свердловину виникають також додаткові гідродинамічні тиски, які регулюються як властивостями бурового розчину, так і швидкістю їх спуску, а також продуктивністю бурових насосів при розкритті продуктивних горизонтів.

Вибір об'єктів для випробовування проводиться із залученням всього комплексу геологічних і геофізичних даних, отриманих як в даній свердловині, так і в інших свердловинах на площі. При цьому враховують зони поглинання промивальної рідини, провалів інструменту, газо-, нафто- і водопроявів.

Випробовування проводять як в процесі буріння, так і після облаштування вибою свердловини. Для випробовування об'єктів у процесі буріння у відкритому стовбурі використовують **два способи випробовування пластів**: *випробовування пластів з пакерами* (рис. 6.6) на бурільних трубах і на каротажному кабелі.

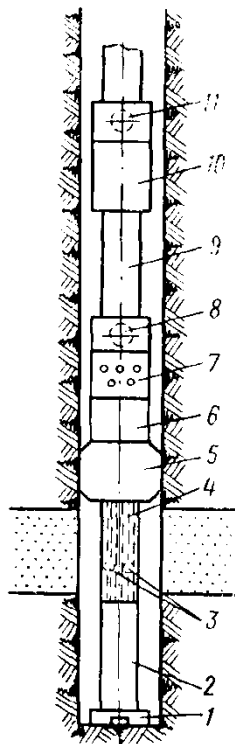


Рисунок 6.6 – Розміщення випробувача пластів у свердловині:

1 – заглушки; 2 і 9 – бурові труби; 3 – манометри; 4 – фільтр; 5 – пакер; 6 – яск; 7 і 10 – нижній і верхній клапанні вузли; 8 – перевідник з манометром; 11 – другий перевідник з манометром

Попри всі розбіжності в технології випробовування завданням цих методів є отримання кривих припливу і кривих відновлення тиску.

Випробувачі пластів дозволяють випробувати пласт через бурільні труби. Випробувач забезпечує ізоляцію пласта від стовбура свердловини і створює різке зниження тиску на пласт, що забезпечує приплив флюїдів. Якість випробовування з використанням випробувача пластів істотно залежить від літології розрізу. В теригенній частині розрізу випробувач дає менш надійні результати, ніж у щільних карбонатних породах.

Дослідження випробувачами пластів на каротажному кабелі, наприклад, балонами ОП-7-10, дозволяє точно прив'язати відібрану пробу до розрізу, бо проводиться безпосередньо після електрокаротажу.

При роботі випробувача пластів на кабелі виконують такі операції:

а) ізоляція невеликої випробовуваної ділянки на стінці свердловини від решти частини стовбура за допомогою селекторного притискного герметичного елемента;

б) сполучення порового простору випробовуваної ділянки породи з балоном для відбору проби і створення (за необхідності) дренажного каналу в пласті;

в) відбір проби рідини і газу із пласта в балон та її герметизація;

г) вирівнювання тиску на ділянці відбору проби з гідростатичним, що забезпечує безперешкодний підйом приладу.

Наявність припливу і зміна тиску при випробовуванні контролюють та реєструють на поверхні за допомогою дистанційних датчиків.

На результати випробовування у свердловинах, обсаджених колонами, істотно впливають умови розкриття пласта в процесі буріння, якість цементування, спосіб перфорації колони, спосіб виклику припливу в свердловину, способи обробки привибійної зони.

Надійне цементування колони забезпечує якісне випробовування кожного із пластів. Всі випробовування пластів проводять згідно плану, в якому розписано порядок операцій та основні їх технічні особливості.

Розкриття пласта перфорацією в обсаджених свердловинах є однією з важливих операцій при їх будівництві, оскільки від неї залежить подальший успіх випробовування та отримання припливу пластового флюїду.

У цілому, при розкритті пластів перфорацією необхідно подолати шар свердловинної рідини 5 – 10 мм, стінку сталеві труби 6 – 12 мм, товщину цементного каменю (залежно від фактичного діаметра свердловини – 25 – 50 мм і більше), а також частково розкрити зони привибійної закупорки колектора, яка залежно від типу колектора і впливу на нього негативних факторів у процесі буріння може досягати від 40 – 50 мм до 100 – 150 см і більше.

Для перфорації колон використовують стріляючі та гідропіскоструминні перфоратори різної конструкції. Останніми роками знаходять все більше застосування свердлильні перфоратори та різні прорізувальні пристрої, які дозволяють утворювати в обсадних колонах та цементному камені різні щілини. У практиці знаходять застосування хімічне розчинення алюмінієвих або мідних затичок, які встановлюють в тій частині обсадної колони, що розміщується в інтервалі залягання продуктивних відкладів. Проте основним видом на сьогодні є кумулятивна перфорація.

Корпусні кумулятивні перфоратори проявляють найменшу небажану дію на обсадну колону і затрубне цементне кільце, оскільки основну частину енергії вибуху заряду сприймає на себе корпус перфоратора. При цьому, залежно від особливостей корпусу, перфоратори поділяють на корпусні багаторазового використання типу ПК і корпусні одноразового використання типу ПКО. З перфораторів типу ПК найбільш поширеними є перфоратори ПК-105-ДУ, ПК-85-ДУ, ПК-95-Н, а з перфораторів типу ПКО – перфоратори ПКО-89, ПКО-73. На сьогодні широко використовують найбільш технологічні безкорпусні перфоратори ПКС-105, ПКС-100, ПКС-80, які дозволяють за один спуск розкрити до 35 м товщини пласта зі щільністю прострілу 6 – 10 отворів на 1 п.м.

Щільність отворів при кумулятивній перфорації залежить від характеру колектора. Для добре проникних рихлих пластів робиться 6 – 10 отворів на 1 м інтервалу перфорації. Для неоднорідних колекторів щільність доводиться до 12 – 36 отворів на 1 п.м.

Метод піскоструминної перфорації оснований на здатності струменя, насиченого піском, під великим тиском руйнувати як сталеву колону, так і породу за колоною. Ефективність розкриття пласта різними методами ілюструється на рис. 6.7.

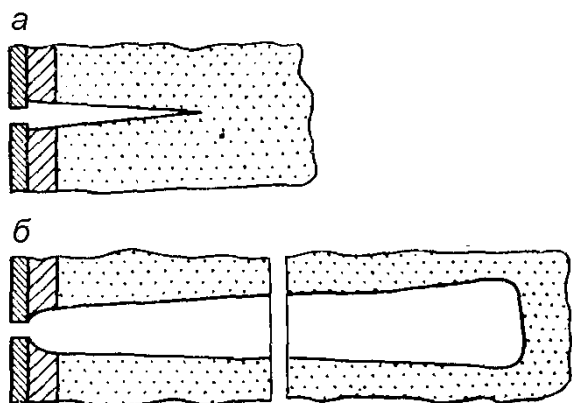


Рисунок 6.7 – Розкриття пластів різними способами перфорації:
а – кумулятивна; б – піскоструминна

Похибка визначення глибини перфорації не повинна перевищувати 1 м при глибині до 2000 м і 1,5 м при глибинах понад 2000 м. З метою підвищення достовірності визначення положення продуктивності горизонту використовують «метод радіоактивного репера».

Перед перфорацією устя свердловини повинно бути обладнане спеціальною перфораційною засувкою, а експлуатаційна колона разом з засувкою має бути опресована тиском, який приблизно на 25 % перевищує максимально очікуваний пластовий тиск.

Освоєння свердловини та виклик припливу рідини і газу з пласта проводять різними способами залежно від характеру колекторів, режиму покладу і величини пластового тиску.

При високому пластовому тиску приплив рідини і газу зумовлюється пониженням тиску на продуктивний пласт шляхом заміни в свердловині бурового розчину на воду або на нафту. Якщо заміна бурового розчину на воду чи нафту не дає результатів, рівень понижується желонкою, свабом або компресором. Найбільш ефективним є компресорний спосіб, який забезпечує в короткий термін значне пониження рівня бурового розчину.

Заміну рідини проводять зворотною промивкою, тобто воду подають в затрубний простір, а буровий розчин витісняють на поверхню через колону НКТ. Якщо буровий розчин, яким заповнена свердловина, має велику густину (1500 кг/м³ і більше) і високе статичне напруження зсуву, то його замінюють водою не відразу, а поступово. Спочатку в затрубний простір напompовують буровий розчин з густиною на 200 – 300 кг/м³ меншою від густини розчину, який знаходиться в свердловині. При цьому здійснюється повний цикл

циркуляції в свердловині. Аналогічні операції здійснюють до того моменту, поки різниця густини між розчином, який виходить з НКТ, і водою буде становити 200 – 300 кг/м³. З цього моменту в затрубний простір можна подавати воду. Якщо після промивки водою пласт не проявляє, тоді воду в свердловині замінюють нафтою.

Під час робіт із заміни бурового розчину водою, нафтою тиск в затрубному просторі не повинен перевищувати тиску опресування експлуатаційної колонки.

Для нагнітання газу (повітря) в свердловину застосовують пересувні компресори, які підключають до затрубного простору свердловини. У більшості випадків тиск, що підтримується в затрубному просторі, є таким, якого не вистачає для видалення рідини з затрубного простору в труби. В інших випадках міцнісна характеристика експлуатаційної колони не дозволяє створювати в затрубному просторі свердловини великих тисків, які необхідні для пуску свердловин у роботу. Тому доводиться вдаватися до таких засобів, які дозволяють знижувати пускові тиски. До найбільш розповсюджених відноситься поінтервальне зниження рівня рідини в свердловині за допомогою “повітряної подушки” – аерації рідини.

Рівень рідини в свердловині зменшують за допомогою спеціального поршня (сваба) з оберненим клапаном, який допускає перетік рідини через поршень лише в одному напрямку при спуску його в свердловину. Цей спосіб освоєння свердловини використовують при спущених в свердловину насосно-компресорних трубах і встановленої на усті арматури.

Поршень, закріплений на штанзі, спускають в НКТ на сталевому канаті за допомогою лебідки від тракторного підіймача або бурового верстата на 100 – 300 м під рівень рідини і з максимально можливою швидкістю підіймають вгору, видаляючи із свердловини рідину, яка знаходиться над поршнем. Ці операції повторюють до зниження рівня на задану глибину або до отримання пластового флюїду.

Виклик припливу здійснюється також за допомогою струминних апаратів (Я.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар, 1997) шляхом зниження тиску в підпакерній зоні до величин, менших від гідростатичного. Технологічний процес дає змогу створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, вимірювати криві відновлення тиску. Але застосовувати їх рекомендують за певних умов: пористість і проникність продуктивних відкладів повинна бути нижча від критичних значень для даного родовища, продуктивний горизонт має складатися зі стійких порід, що не руйнуються при створенні багаторазових миттєвих депресій в межах визначених технологічним процесом величин тощо.

Обробка привибійної зони пласта при пошуках і розвідці застосовується в тих випадках, коли немає припливу флюїдів із можливо продуктивних або водоносних горизонтів. З цією метою застосовують різні методи відновлення первісних фільтраційних властивостей порід або їх покращення. Одні з них діють на всю фільтраційну систему пласта в пристовбурній зоні (метод гідромеханічного впливу), інші вибірково впливають на систему порода-флюїд хімічною дією, треті поєднують в собі фізико-хімічну дію. Окремим,

надзвичайно важливим процесом покращення фільтраційних властивостей порід є гідравлічний розрив.

При гідророзриві в пласті під дією тиску, близького до гірського або більшого, утворюється тріщина, яка заповнюється відсортованим кварцовим піском або штучним зернистим матеріалом. Використання гідророзриву істотно підвищує ефективність розвідки, особливо покладів у слабопроникних колекторах.

Кислотна обробка свердловин (КОС) основана на здатності соляної кислоти розчиняти карбонатні породи і тому використовується для отримання припливу до вибою або підвищення його інтенсивності. Розчиняючи карбонатні породи, кислота створює каверни, розширює канали, по яких рідина чи газ поступає в свердловини і в декілька раз збільшує їх приплив.

Газотермохімічний метод дії при горінні порохового заряду навпроти пласта дає ефект за рахунок підвищення тиску при розширенні порохових газів, підвищенні температури в зоні горіння, фізико-хімічної дії порохових газів на породи-колектори.

Дія на пласти методом змінних тисків (МЗТ) досягається численними різкими посадками гумового пакеруючого елемента. В результаті привибійна частина пласта піддається гідравлічному удару інтенсивністю до 10 МПа. Такі удари разом з подальшим миттєвим зняттям навантаження після зриву пакера забезпечують перепад тиску на пласт до 150 – 200 МПа, що призводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину.

Один з методів змінних тисків був оснований та впроваджений у практику на промислах України К.В. Гаврилкевичем. З його використанням на свердловині №1 Орівської площі у Бориславському управлінні 1961 р. було вилучено близько 10 тонн гематиту.

Випробовування пластів у пошукових і розвідувальних свердловинах проводять поступово знизу догори зі встановленням цементних мостів після кожного освоєння, що дає приплив рідини або газу. Використання пластовипробувачів в обсаджених свердловинах дозволяє швидко випробовувати значну кількість горизонтів без встановлення цементних мостів. Мости при такому способі випробовування встановлюють в таких випадках, коли це необхідно для охорони надр.

Відбір проб проводять після того як свердловина заповнена пластовою рідиною з однаковим складом по всьому стовбуру. Для цього використовують апарат Яковлева з невеликими желонками або глибинний пробовідбірник. Проби відбирають навпроти інтервалу перфорації або вище, але не більше як на 10 – 15 м.

Кількість відібраної води залежить від концентрації розчинених солей. Для повного аналізу слабкомінералізованої води достатньо 2 – 3 л; для визначення К, Br, I, Ba, Sr та інших елементів потрібно до 20 л води. Сірководневі води необхідно консервувати хлороформом (1 – 2 см³ на 1 л води).

У разі відбору проб желонкою на місці відбору проби води визначають рН, всі леткі та швидкоокиснювані компоненти – H_2S , NO_2 , Fe, а також радіоактивність. Кількість відібраного газу має бути не менше 1 л.

Для визначення властивостей нафти у пластових умовах проби відбирають глибинним пробовідбірником. Для проведення елементарного аналізу і фракційної перегонки в лабораторних умовах необхідно відбирати пробу об'ємом не менше 3 л.

Для технічного аналізу проба відбирається після встановлення дебітів нафти і промислової цінності горизонту.

Геолог бере безпосередню участь у проведенні робіт з розкриття продуктивних пластів та їх освоєння. Він дає замовлення промислово-геофізичній партії на проведення перфорації, в яких вказуються інтервали прострілу та загальна кількість отворів, глибина і конструкція свердловини, готовність свердловини до виконання вказаних робіт. У процесі самих перфораційних робіт у присутності геолога робиться вимір кабелю і визначається достовірність спуску перфораторів на задану глибину. Проводиться спостереження за поведінкою рівня рідини в колоні (падіння його або перелив рідини, поява плівки нафти, бульбашок газу тощо). Якщо із свердловини почне збільшуватись перелив рідини і на її поверхні з'явиться плівка нафти або бульбашки газу, то незважаючи на кількість прострілених отворів, потрібно відразу ж призупинити перфорацію і закрити засувку.

Виклик припливу із пласта в свердловину потребує особливого спостереження геолога. Насамперед, контролюється замір глибини спуску насосно-компресорних труб і правильність їх встановлення .

Під час продувки геолог фіксує тиск на компресорі і в буфері свердловини, час продувки, поведінку свердловини – першу появу нафти, газу та пластової води. При свабуванні підраховується кількість рейсів і відкачаної рідини, занурення сваба під рівень, стан сваба кожного рейсу. Особливо необхідно спостерігати за зміною рівня в свердловині та появою пластових рідин.

З початком фонтанування нафти чи газу, роботи з виклику припливів призупиняють і засувку закривають. На усті свердловини встановлюється фонтанна арматура, відвідна труба, після чого засувка знову відкривається і фонтанування продовжується в спеціальні амбари або місткості до повного очищення стовбура свердловини від технічної рідини.

При випробуванні у відкритому стовбурі свердловини випробувачем пластів геолог визначає глибину встановлення гумових ущільнюючих пакерів (по кавернограмі) і разом з інженером буріння – конструкцію низу колони бурових труб. Контролюють встановлення випробувача, проводять розвантаження бурильної колони і відкриття випробувача пластів. При підйомі випробувача необхідно зафіксувати якість і кількість рідини, що попала всередину труб, визначити співвідношення нафти, газу і бурового розчину в цій рідині та відібрати проби.

6.4 ГІДРОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

У процесі виконання гідродинамічних досліджень шляхом безпосередніх вимірів на свердловинах визначають: пластовий тиск, пластову температуру, вибійний тиск, вибійну температуру, буферний тиск, затрубний тиск, дебіти: нафти, газу і води, газовий фактор, рівень рідини у свердловині (динамічний і статичний).

На основі одержаної інформації визначають: коефіцієнт продуктивності, гідропровідність пластів, п'єзопровідність пластів, проникність пластів, радіус привибійної зони, ефективну товщину пласта, динамічну в'язкість рідини.

За технологією виконання розрізняють дві групи гідродинамічних методів: перша ґрунтується на вивченні процесу усталеної фільтрації (метод усталених відборів, метод визначення параметрів за картами ізобар); друга основана на вивченні неусталеної фільтрації (метод відновлення зміни тиску в збуджувальній свердловині на тиски у навколишніх – спостережних свердловинах).

Метод усталеної фільтрації передбачає незмінність дебіту та вибійного тиску в свердловині протягом деякого часу (1 – 2 доби). Технологія дослідження на усталених режимах відборів (фільтрації) полягає в зміні відбору продукції шляхом зміни величини депресії на пласти та реєстрацію на кожному з них величини дебіту і вибійного тиску після стабілізації режиму. *Усталений приплив рідини в свердловину при радіальній фільтрації описується рівнянням Дююї:*

$$Q = \frac{2\pi kh}{b\mu} \cdot \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{в}})}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C}, \quad (6.1)$$

де Q – дебіт рідини, м³/добу; b – об'ємний коефіцієнт рідини у пластових умовах; $R_{\text{к}}$ – радіус контуру живлення; $r_{\text{с}}$ – радіус свердловини в інтервалі продуктивних пластів; C – коефіцієнт додаткового фільтраційного опору.

Режим роботи свердловини вважається усталеним, якщо два виміри вибійного тиску і дебіту, що вимірюється один за одним через певний час, різняться не більше чим на 10 %.

Графічне зображення результатів дослідження шляхом побудови залежності $Q = f(P_{\text{пл}} - P_{\text{в}})$ має назву *індикаторної діаграми*. При цьому залежність дебіту від депресії може бути прямолінійною, випуклою до осі дебітів або вигнутою до осі дебітів.

На основі індикаторної діаграми визначають *коефіцієнт продуктивності свердловини, середню гідропровідність пластів у зоні фільтрації та середню проникність пластів* тощо.

Для випуклої до осі дебітів індикаторної лінії має місце відхилення від лінійного закону фільтрації. При вигнутій до осі дебітів індикаторної лінії наявне зростання коефіцієнта продуктивності при збільшенні депресії на

пласти, що засвідчує приєднання до роботи нових (менш проникних) пластів після досягнення певних депресій або ж вказує на наявність процесу очищення пластів.

Дослідження бажано проводити так, щоб діапазон зміни депресії ($P_{\text{пл}} - P_{\text{в}}$) був по можливості більшим: від найменшої депресії, при якій до свердловини ще відбувається приплив рідини, до найбільшої, при якій ще не відбувається виділення вільного газу на вибої.

Вимір пластового тиску потрібно проводити до початку роботи свердловини, а в працюючих свердловинах тільки після зупинки їх на певний відрізок часу, на протязі якого тиск у привибійній зоні повинен відновитися до пластового.

Метод усталених відборів широко використовують при дослідженні фонтанних нафтових, переливних водяних і газових свердловин. При дослідженні фонтанних свердловин режим їх роботи встановлюється зміною штуцерів. При кожному режимі заміряють дебіт нафти і супутнього газу, вибійний тиск, газовий фактор і відсоток вмісту води і нафти.

Дослідження газових свердловин проводять шляхом визначення дебіту газу і тиску на усті при різних режимах роботи. Витрата газу визначається шайбовим вимірювачем критичного витоку (прувером), тиск – взірцевим манометром і температура – максимальним термометром з ціною поділки $0,1^\circ$. Перед дослідженнями свердловину продувають протягом 15 – 20 хв і потім повністю закривають до повної стабілізації тиску, що відбувається переважно за 2 – 3 год.

При випробуванні свердловини досліджують вміст у газі конденсату, води, частинок породи тощо.

Продуктивність окремих пластів і пропластків визначається окремо поінтервальними випробуваннями. В умовах стійких порід і за відсутності піщаних пробок таке випробування може проводитись без ізоляції нижніх випробуваних пластів. У цьому відношенні значну допомогу надає *глибинний дебітометр*, який дозволяє роздільно визначати дебіти декількох пластів, з'єднаних одним фільтром.

Якщо в свердловині експлуатуються три пласти (I – III), з'єднані одним фільтром (рис. 6.8), то для визначення дебіту нижнього пласта дебітомір встановлюють в покрівлі пласта III, щоби ізолювати верхні пласти (I і II). Визначивши, що дебіт пласта III становить a , дебітомір переміщують в нове положення над покрівлю пласта II для заміру сумісного дебіту двох пластів – II і III. Припустимо, що загальний дебіт пластів II і III становить b ; тоді дебіт пласта II буде визначатись різницею $b - a$. Для визначення дебіту пласта I дебітомір встановлюють над його покрівлю, а потім визначають загальний дебіт всіх трьох пластів, який становить c ; тоді дебіт пласта I становитиме $c - b$. Якщо підключення нового пласта не супроводжується збільшенням дебіту, то це свідчить про відсутність припливу із нього.

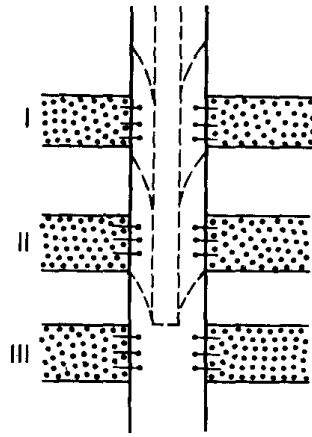


Рисунок 6.8 – Схема дослідження дебітів окремих пластів глибинним дебітоміром

За допомогою глибинного дебітоміра з'явилась можливість досліджувати геологічну неоднорідність продуктивних пластів і горизонтів не тільки за даними керн та електрометричних характеристик свердловин, але і за дебітами рідини, яку отримують з окремих інтервалів, та кривими відновлення тиску (рис. 6.9 та 6.10).

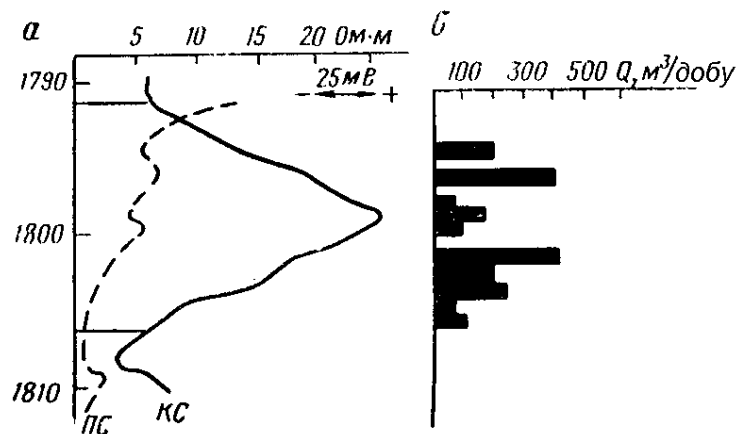


Рисунок 6.9 – Електрична характеристика пласта (а) та дебітограма припливу рідини (б)

Метод простеження рівня або тиску був запропонований в 30-х роках В.П. Яковлевим. Суть його в тому, що шляхом відбору або підливання рідини понижують або підвищують рівень у свердловині, змінюючи тим самим тиск на вибої. Потім спостерігають за зміною положення лінії в часі, відзначаючи переміщення рівня за відповідні проміжки часу.

Аналогічним за принципом є метод прослідкування тиску, при якому свердловину також виводять зі стану рівноваги, а потім спостерігають за зміною в часі тиску на вибої.

Метод неусталених режимів фільтрації. Дослідження свердловин на неусталених режимах фільтрації полягає в реєстрації зміни тиску та припливу в свердловину після припинення чи закачування або створення депресії чи репресії на пласти.

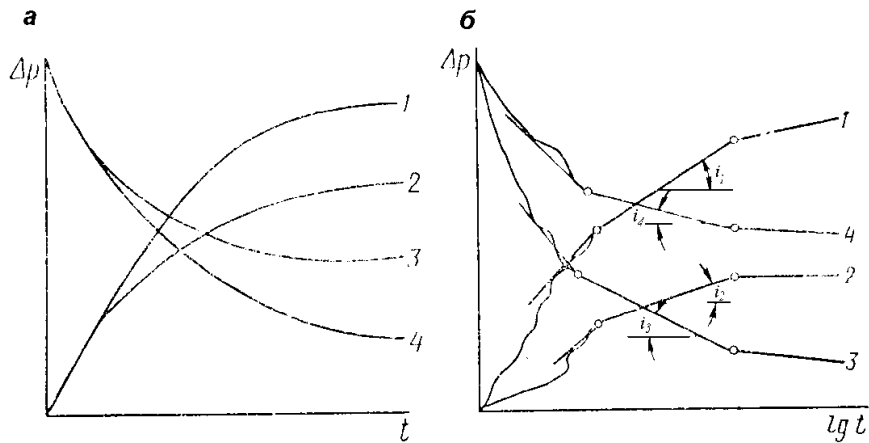


Рисунок 6.10 – Криві відновлення тиску:

a – в координатах Δp і t ; *б* – в координатах Δp і $\lg t$; 1, 2, 3, 4 – криві, що записані при різних умовах дослідження свердловини

На методах досліджень свердловин при неусталеному режимі фільтрації основана методика дослідження пластів, що називається *гідророзвідкою*. Основним елементом цієї методики є гідропрослуховування і самопрослуховування свердловин.

Гідропрослуховуванням називається запис коливань статичного рівня (або тисків) у свердловині, які виникають внаслідок зміни відбору рідини в сусідніх свердловинах з цього ж пласта або з сусідніх пластів.

Самопрослуховуванням називається спостереження за змінами тисків на вибої свердловини, що виникають від зміни відбору з цієї ж свердловини.

Метод гідропрослуховування має переваги над іншими гідродинамічними методами досліджень. Він дозволяє найбільш повно охарактеризувати продуктивний пласт, визначити якісні та кількісні гідродинамічні зв'язки між свердловинами і пластами, а в комплексі з іншими методами – оцінити неоднорідність пласта, виявити літологічні екрани і газові шапки.

Графіки зміни тиску на вибої свердловини після припинення закачування чи відбору дістали назву *кривих відновлення тиску (КВТ)*.

Тривалість реєстрації КВТ залежить від колекторських властивостей пластів і може становити від декількох годин до декількох діб, а для пошукових і розвідувальних свердловин визначається тривалістю відновлення вибійного тиску до пластового.

Дослідження свердловин проводить спеціальний загін під загальним керівництвом геолога розвідки. Геолог контролює повноту й якість збору інформації: обробку на кожному режимі в період заданого часу, виміри дебіту спеціальними місткостями – мірниками, а не випадковою тарою, виміри тиску на вибої, буфері, в затрубному просторі взірцевими манометрами, вимір газового фактора, якість запису кривих відновлення тиску, відбір глибинних проб нафти, газу, води тощо.

За результатами випробовування та дослідження геолог складає акт, в якому вказує всі дані про стан свердловини і дає рекомендації про подальше її використання.

7 ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

7.1 КОРОТКА ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ

Сучасним методам видобутку нафти передували примітивні методи:

- збирання нафти з поверхні водоймищ;
- обробка пісковика чи вапняку, просоченого нафтою;
- вилучення нафти з ям і колодязів.

Збирання нафти з поверхні відкритих водоймищ – це, мабуть, один із найстаріших способів її видобутку. Він застосовувався в Мідії, Ассиро-Вавілонії та Сирії до нашої ери, в Сицилії в I-му ст. нашої ери та ін. У Кокандському ханстві нафту збирали в канавах, влаштовуючи загати з дощок. Американські індіанці, коли виявляли нафту на поверхні озер і струмків, кляли на воду ковдру, що вбирає нафту, а потім віджимали її в посудину.

Обробка пісковика або вапняку, просоченого нафтою, з метою її вилучення вперше описана італійським ученим Ф. Аріосто в XV ст. Недалеко від Модени в Італії нафтовмісні ґрунти подрібнювалися і підігрівалися в котлах; потім їх поміщали в мішки та віджимали за допомогою преса. 1819 р. у Франції нафтовмісні пласти вапняку та пісковика розроблялися шахтним способом. Добуту породу поміщали у чан, заповнений гарячою водою. При перемішуванні на поверхню води виринала нафта, яку збирали черпаком. У 1833 – 1845 рр. на березі Азовського моря видобували пісок, просочений нафтою. Потім його поміщали в ями з похилим дном і поливали водою. Вимиту з піску нафту збирали з поверхні води пучками трави.

Видобуток нафти з ям та колодязів також відомий з давніх-давен. У Кісії – давній області між Ассирією та Мідією – у V ст. до н.е. нафту видобували за допомогою шкіряних відер – бурдюків.

Перші згадки про видобуток нафти в Україні належать до початку XVII ст. Для цього рили ями – копанки глибиною 1,5 – 2 м, куди просочувалася нафта разом із водою. Потім суміш збирали в бочки, закриті знизу пробками. Коли легша нафта виринала, пробки виймали і воду зливали. До 1840 р. глибина ям – копанок досягла 6 м, а пізніше нафту стали витягувати з колодязів глибиною до 40 м.

На Керченському і Таманському півостровах видобуток нафти з давніх-давен вироблявся за допомогою жердини, до якої прив'язували повсть або пучок, зроблений з волосся кінського хвоста. Їх спускали в колодязь, а потім вичавлювали нафту в підготовлений посуд.

На Апшеронському півострові видобуток нафти з колодязів відомий з VIII ст. н.е. При їх будівництві спочатку виривалася яма на зразок оберненого конуса до самого нафтового пласта. Потім з обох боків ями робили уступи: при середній глибині занурення конуса діаметром 9,5 м – не менше семи. Середня

кількість землі, вийнятої при копанні такого колодязя становила близько 3100 м³. Далі стінки колодязів від дна до поверхні кріпили дерев'яним зрубом або дошками. У нижніх вінцях робили отвори для надходження нафти. Її черпали з колодязів бурдюками, які підіймалися ручним воротом або за допомогою коня.

У своєму звіті про поїздку на Апшеронський півострів 1735 р. доктор І. Лерхе писав: «... у Балахани було 52 нафтові джерела глибиною в 20 сажнів (1 сажень – 2,1 м), з яких деякі сильно б'ють, і щорічно доставляють 500 батманів нафти...» (1 батман – 8,5 кг). Але даними академіка С.Г. Амеліна (1771), глибина нафтових колодязів у Балаханах досягала 40 – 50 м, а діаметр або сторона квадрата перерізу колодязя – 0,7 – 1 м.

1803 р. бакинський купець Касимбек спорудив два нафтові колодязі в морі на відстані 18 м і 30 м від берега Бібі-Ейбата. Колодязі були захищені від води коробом із щільно збитих дошок. Нафта видобувалася з них багато років. 1825 р. під час шторму колодязі були розбиті та затоплені водами Каспію.

У грудні 1813 р. на Апшеронському півострові налічувалося 116 колодязів з чорною нафтою і один з «білою» щорічно давали близько 2400 т цього цінного продукту. 1825 р. у районі Баку з колодязів було видобуто вже 4126 т нафти.

При колодязному способі техніка видобутку нафти не змінювалася протягом століть. Але вже 1835 р. чиновник гірничого відомства Фаллендорф на Тамані вперше застосував насос для відкачування нафти через опущену дерев'яну трубу. Низка технічних удосконалень пов'язана з ім'ям гірничого інженера Н.І. Воскобійникова. Щоб зменшити обсяг земляних робіт, він запропонував споруджувати нафтові колодязі у вигляді шахтного стовбура, а в 1836 – 1837 рр. здійснив у Баку та Балаханах перебудову всієї системи зберігання та відпускання нафти. Але однією з головних справ його життя стало буріння першої у світі нафтової свердловини 1848 р.

Тривалий час до видобутку нафти за допомогою буріння у нашій країні ставилися з упередженням. Вважалося, що якщо переріз свердловини менше, ніж у нафтового колодязя, то й приплив нафти до свердловин значно менший. При цьому не враховувалося, що глибина свердловин значно більша, а трудомісткість їх споруди менша.

Свою негативну роль відіграло висловлювання академіка Г.В. Аби́ха (Баку, 1864) про те, що буріння нафтових свердловин тут виправдовує очікувань, і що «... як теорія, і досвід однаково підтверджують думку про необхідність збільшення кількості колодязів...».

Аналогічна думка існувала щодо буріння деякий час у США. Так, у місцевості, де Е. Дрейк пробури́в свою першу нафтову свердловину, вважали, що «нафта є рідиною, яка випливає краплями з вугілля, що залягає в ближніх пагорбах, і для її видобутку марно бурити землю і що єдиний спосіб її зібрати – це вирити траншеї, де б вона накопичувалася».

Проте практичні результати буріння свердловин поступово змінили цю думку. Крім того, і статистичні дані про вплив глибини колодязів на видобуток нафти свідчили про необхідність розвитку буріння: 1872 р. середньодобовий

видобуток нафти з одного колодязя глибиною 10 – 11 м становив 816 кг, глибиною 14 – 16 м – 3081 кг, а глибиною понад 20 м – вже 11200 кг.

При експлуатації свердловин нафтопромисловці прагнули перевести їх в режим фонтанування, оскільки це був найлегший шлях видобутку. Перший потужний нафтовий фонтан у Балаханах вдарив 1873 р. на ділянці Халафі. 1878 р. великий нафтовий фонтан дала свердловина, пробурена на ділянці З.А. Тагієва в Бобі-Ейбаті. 1887 р. 42 % нафти Баку було видобуто фонтанним способом.

Форсований відбір нафти з свердловин призводив до швидкого виснаження прилеглих до їх стовбура нафтоносних шарів, а решта (велика) її частина залишалася в надрах. Крім того, через відсутність достатньої кількості сховищ значні втрати нафти мали місце на поверхні землі. Так 1887 р. фонтанами було викинуто 1088 тис. т нафти, а зібрано лише 608 тис. т. На площах навколо фонтанів утворювалися великі нафтові озера, де в результаті випаровування губилися найцінніші фракції. Нафта, що сама вивітрилася, ставала малоприсадною для переробки, і її випалювали. Застійні нафтові озера горіли багато днів поспіль.

Видобуток нафти із свердловин, тиск у яких був недостатнім для фонтанування, здійснювався за допомогою циліндричних відер довжиною до 6 м. У їх дні був влаштований клапан, що відкривався при русі відра вниз і закривався під вагою рідини, що видобувається, при піднятті відра вгору. Спосіб видобутку нафти у вигляді желонки називався тартанням.

Перші досліди щодо застосування глибинних насосів при видобутку нафти були виконані в США 1865 р. Однак насоси швидко засмічувалися піском, і нафтопромисловці продовжували надавати перевагу желонці. З усіх відомих способів видобутку нафти головним залишався тартальний: 1913 р. за його допомогою добували 95% усієї нафти.

Проте інженерна думка не стояла на місці. У 70-х роках XIX ст. В.Г. Шухов запропонував компресорний спосіб видобутку нафти у вигляді подачі в свердловину стиснутого повітря (ерліфт). Випробувана ця технологія була у Баку лише 1897 р. Інший спосіб видобутку нафти – газліфт – запропонував М.М. Тихвінський 1914 р.

Виходи газу з природних джерел використовувалися людиною з незапам'ятних часів. Пізніше знайшов застосування природний газ, що отримується з колодязів та свердловин. 1902 р. у Сураханах поблизу Баку була пробурена перша свердловина, що дала промисловий газ із глибини 207 м.

7.2 ФІЗИКА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Рациональна організація видобутку нафти та газу, тобто їх максимальне вилучення з надр при мінімальних витратах часу та коштів, можливе лише при глибокому вивченні фізичних та фізико-хімічних властивостей продуктивного пласта та укладених у ньому нафти, газу та води, а також тих процесів, що відбуваються у пласті.

Геолого-промислова характеристика продуктивних пластів

Під геолого-промисловою характеристикою продуктивного пласта розуміють відомості про його гранулометричний склад, колекторські та механічні властивості, насиченість нафтою, газом і водою.

Гранулометричний склад гірської породи характеризує кількісний вміст у ній частин різної крупності. Характерний графік сумарної концентрації частинок залежно від їх діаметра наведено на рис. 7.1. Від гранулометричного складу залежать колекторські властивості пласта: пористість, проникність, питома поверхня пористого середовища.

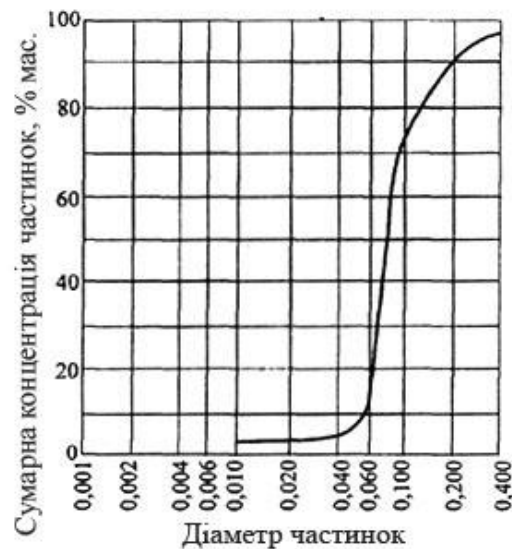


Рисунок 7.1 – Крива сумарного гранулометричного складу зерен породи

Здатність порід вміщувати воду і навіть рідкі та газоподібні вуглеводні визначається їх пористістю, тобто наявністю в них порожнин (пор). Канали, що утворюються порами, можуть бути умовно поділені на три групи:

- великі (надкапілярні) – діаметром понад 0,5 мм;
- капілярні – від 0,5 мм до 0,0002 мм;
- субкапілярні – менше 0,0002 мм.

Відношення сумарного об'єму до загального об'єму зразка породи називається коефіцієнтом повної пористості. Його величина у різних породах коливається у досить широких межах. Так, у пісків величина коефіцієнта пористості становить від 6 % до 52 %, у вапняків та доломітів – від 0,65 % до 33 %, у пісковиків – від 13 % до 29 %, а у магматичних порід – від 0,05 % до 1,25 %. Великі межі зміни пористості одних і тих же порід обумовлені впливом на цю величину багатьох факторів: взаємного розташування зерен, їх розмірів та форми, складу та типу цементуючого матеріалу та інших.

Проте величина коефіцієнта повної пористості достатньою мірою характеризує колекторські властивості гірських порід. Частина досі є закритими, тобто ізольованими один від одного, що унеможлиблює міграцію через них нафти, газу та води. Тому поряд з коефіцієнтом повної пористості використовують також коефіцієнти відкритої та ефективної пористості. Перший з них – це відношення до об'єму зразка сумарного об'єму пор, що сполучаються між собою, другий –

це відносний об'єм пор, за якими можливий рух рідин і газів, що їх заповнюють.

Під проникністю гірських порід розуміють їх здатність пропускати через себе рідини або гази. Проникність гірських порід характеризується коефіцієнтом проникності, що входить до формули лінійного закону фільтрації Дарсі та має розмірність «метр у квадраті». Фізичний зміст цієї розмірності полягає в тому, що проникність хіба що характеризує розмір площі перерізу каналів пористого середовища, якими відбувається фільтрація. А із закону фільтрації Дарсі, з урахуванням теорії розмірності, випливає, що коефіцієнтом проникності рівним 1 м^2 має зразок пористого середовища площею поперечного перерізу 1 м^2 і довжиною 1 м , через який при перепаді тиску 1 Па витрата рідини в'язкістю $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ становить $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Насправді коефіцієнт проникності гірських порід значно менший: для більшості нафтових родовищ він коливається не більше $0,1 - 2 \text{ мкм}^2$, тобто $10^{-13} - 2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, газ видобувають з продуктивних пластів із проникністю до $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

При розробці нафтових та газових родовищ у пористому середовищі одночасно рухаються нафта, газ та вода або їх суміші. У зв'язку з цим проникність одного і того ж пористого середовища для однієї фази (рідини або газу) змінюватиметься залежно від співвідношення компонентів суміші. Тому для характеристики проникності нафтовмісних порід введені поняття абсолютної, ефективної (фазової) та відносної проникності.

Абсолютною називається проникність пористого середовища, що спостерігається при фільтрації тільки однієї будь-якої фази (води, нафти або газу), якою заповнене пористе середовище. Під ефективною (фазовою) проникністю розуміють проникність пористого середовища для рідини або газу при одночасному фільтруванні багатозафазних систем. Фазова проникність залежить від властивостей пористого середовища та кожної фази окремо, від співвідношення фаз у суміші та існуючих градієнтів тиску. Відносною проникністю пористого середовища називається відношення ефективної (фазової) проникності до абсолютної проникності.

На рис. 7.2 наведено експериментальні залежності відносної проникності піску для води (k_v) та нафти (k_n) від водонасиченості порового простору. Видно, що з водонасиченістю понад 20% фазова проникність породи нафти різко знижується, а при досягненні водонасиченості близько 85% фільтрація нафти припиняється взагалі, хоча у пласті нафта ще є. Пояснюється це тим, що за рахунок молекулярно-поверхневих сил вода утримується в дрібних порах та на поверхні зерен піску у вигляді тонких плівок, що веде до зменшення площі перерізу фільтраційних каналів. Звідси випливає, що обводнення пласта негативно позначається на його нафтовіддачі.

Питома поверхнею породи називається сумарна площа поверхні частинок, що припадає на одиницю об'єму зразка. Від величини питомої поверхні нафтоносних порід залежать їх проникність, вміст залишкової (пов'язаної) води та нафти.

Питома поверхня нафтовмісних порід нафтових родовищ, що мають

промислове значення, становить гігантські величини: від $40000 \text{ м}^2/\text{м}^3$ до $230000 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Це з тим, що окремі зерна породи мають невеликий розмір і досить щільно упаковані. Породи з питомою поверхнею понад $230\,000 \text{ м}^2/\text{м}^3$ (глини, глинисті піски, глинисті сланці тощо) є слабопроникними.

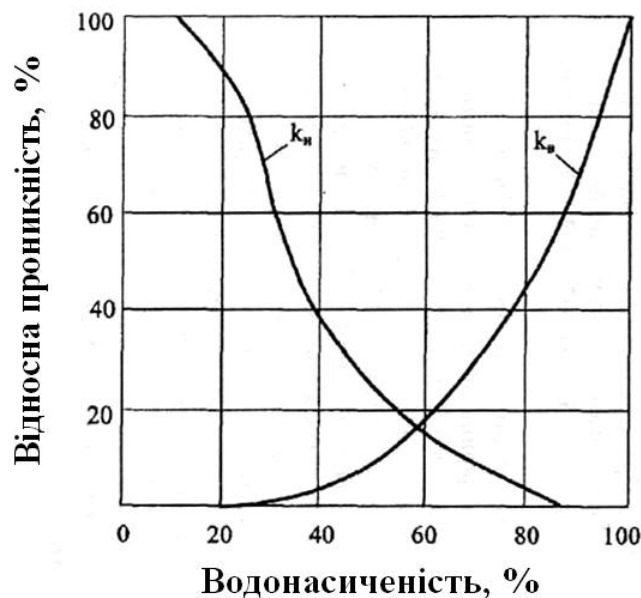


Рисунок 7.2 – Залежність відносної проникності піску від водонасиченості для води (k_v) та нафти (k_n)

Пружність пласта – це його здатність змінювати свій об'єм при зміні тиску. До початку розробки продуктивний пласт знаходиться під тиском, що створюється вагою верхніх порід (гірський тиск), і протидіє йому тиском пластових флюїдів (нафти, води, газу), що насичують пласт. При відборі нафти і газу пластовий тиск знижується і під дією гірського тиску об'єм пласта і пор у ньому зменшується. Це призводить до додаткового виштовхування нафти та газу з пор.

Нафтонасиченість (газо- або водонасиченість) характеризує запаси нафти (газу або води) у пласті. Кількісно її оцінюють величиною коефіцієнта нафтонасиченості (газо- або водонасиченості), який знаходиться як частка об'єму пор, заповнених нафтою (газом або водою).

Умови залягання нафти, газу та води у продуктивних пластах

Рідини та гази знаходяться у пласті під тиском, званим пластовим. Тиск, що існував у пласті до початку розробки, називають початковим пластовим. Його величину орієнтовно приймають рівною гідростатичному тиску – тиску, створюваному стовпом води висотою, що дорівнює глибині залягання продуктивного пласта. Насправді, через приплив рідини в пласт і відбору її, тиску верхніх гірських порід, дії тектонічних сил пластовий тиск відрізняється від гідростатичного. Зазвичай пластовий тиск менший. Проте трапляються і зворотні ситуації. Пласти, в яких тиск перевищує гідростатичний, називають пластами з аномально високим тиском.

Чим більший пластовий тиск, тим за інших рівних умов більше запаси

енергії пласта і тим більше нафти і газу можна витягти з родовища або покладу.

Температура в пластах також підвищується зі збільшенням глибини їх залягання. У різних районах динаміка зростання температури різна. Зазвичай вона зростає на 1 градус при зануренні на глибину від 13,3 м до 60 м.

Залежно від тиску та температури, а також її складу суміш вуглеводнів у пластових умовах може перебувати в різних станах: рідкому, газоподібному або двофазному (газорідинна суміш). Як правило, в рідкому стані суміш знаходиться, коли в ній переважають важкі вуглеводні, пластовий тиск великий, а пластова температура відносно мала. Такі родовища називають нафтовими.

Умовою газоподібного стану суміші вуглеводнів є переважання в її складі метану. У чисто газових родовищах його понад 90 % (решта – інші вуглеводневі гази, а також двоокис вуглецю, сірководень, азот та ін.).

Однак наявність у суміші деякої кількості важких вуглеводнів не означає, що вона обов'язково перебуватиме у двофазному стані. Справа в тому, що при високому тиску в пласті (поблизу критичної точки на фазовій діаграмі) густина газової фази наближається до густини легких вуглеводневих рідин. У цих умовах у стислому газі розчиняються значні кількості вуглеводневої рідини, подібно до того, як у бензині розчиняється нафтовий бітум. Такі родовища називають газоконденсатними.

Значно частіше у природі зустрічаються умови, в яких суміш вуглеводнів перебуває у пласті у двофазному стані. Наприклад, у газонафтових родовищах одночасно присутні велика газова шапка та нафтова облямівка. Крім того, друга фаза утворюється в пласті у міру розробки покладів: при неминучому зниженні тиску в пласті з нафти виділяється розчинений газ, а зі стисненого газу випадає конденсат.

Нижні частини продуктивних пластів підпираються пластовими водами, званими підошовними, об'єм яких, як правило, в десятки і навіть сотні разів більше нафтогазоконденсатної частини. Крім того, пластові води простягаються на великі площі за межі покладу. Такі води називають крайовими.

Нарешті, вода у вигляді тонких шарів на стінках найтонших пор і субкапілярних тріщин утримується за рахунок адсорбційних сил і нафтогазоконденсатної частини пласта. Вона залишилася там з часу формування покладів і тому її називають «пов'язаною» або «залишковою». Вміст пов'язаної води в нафтових родовищах становить 10 – 30 % від сумарного об'єму порового простору, а в газових родовищах із низькопроникними глинистими колекторами – до 70 %. Кількість зв'язаної води необхідно знати для оцінки запасів нафти та газу в покладі. Її наявність знижує фазову проникність пласта. Водночас пов'язана вода нерухома навіть за значних градієнтів тисків, і тому її присутність не призводить до обводнення продукції свердловин.

Фізичні властивості пластових флюїдів

Високі тиск і температура в пласті позначаються на властивостях нафти (конденсату), газу, що знаходяться в ньому, і води.

Насамперед, залежно від термодинамічних умов у замкнутому просторі пласта відбувається зміна співвідношення об'ємів рідкої та газової фаз.

У газонафтових родовищах під дією високого тиску частина газу розчинена в нафті та пластовій воді. Кількість газу, розчиненого в нафті, характеризується величиною газового фактора, під яким розуміється об'єм газу, що виділяється із пластової нафти при зниженні тиску до атмосферного, віднесений до 1 м³ чи 1 т дегазованої нафти. Для підрахунку запасів газу розгазування виробляють за стандартних умов, а для прогнозування фазової проникності – при пластовій температурі. В області високих тисків розчинність газів лінійно залежить від надлишкового тиску. За однакових умов розчинність вуглеводневих газів у нафті у кілька разів більша, ніж у воді (рис. 7.3).

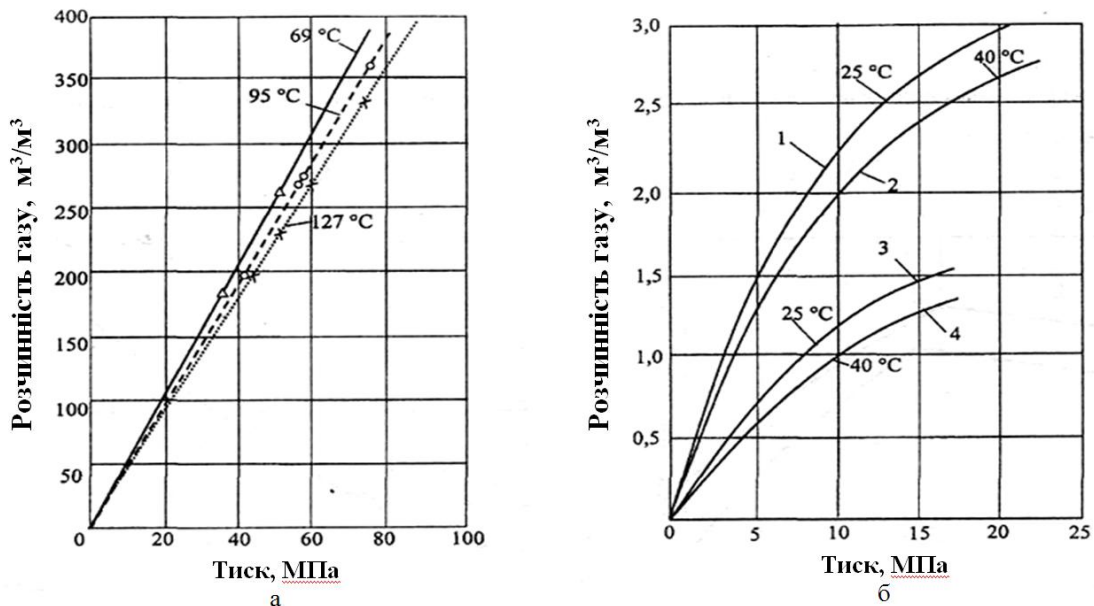


Рисунок 7.3 – Залежність розчинності нафтового газу від тиску та температури:

а – у нафті щільністю 865 кг/м³; б – у прісній (1, 2) та солоній (3, 4) воді

Тиск, нижче за який починається виділення розчиненого в нафті газу, називають тиском насичення. Його визначають по моменту появи перших газових бульбашок в однорідній раніше рідкій фазі. Характер залежності тиску насичення пластової нафти від температури наведено на рис. 7.4.

Основними параметрами нафти, конденсату, газу та води у пластових умовах є в'язкість, щільність та параметри, що впливають на зміну об'єму фаз – стисливість, об'ємний коефіцієнт.

В'язкість – це властивість рідини або газу чинити опір переміщенню одних її частинок щодо інших.

Розрізняють динамічну, кінематичну та умовну в'язкість. Динамічну в'язкість визначають на основі обробки кривих перебігу середовищ. Кінематична в'язкість – відношення динамічної в'язкості рідини (газу) до її щільності. Умовна в'язкість – відношення часу спливу віскозиметра з певного об'єму рідини до часу закінчення такого ж об'єму дистильованої води при 20 °С.

В'язкість пластової нафти істотно відрізняється від в'язкості поверхневої (дегазованої) нафти, оскільки вона містить розчинений газ і знаходиться в умовах підвищених тисків та температур. Типовий характер залежності в'язкості пластової нафти від тиску в пласті наведено на рис. 7.5. Зі збільшенням тиску понад атмосферну в'язкість пластової нафти спочатку зменшується за експоненціальним законом, а потім збільшується відповідно до рівняння прямої. Така зміна в'язкості зумовлена наступним. На першій ділянці зі збільшенням пластового тиску збільшується кількість розчиненого в нафті газу, що призводить до зменшення в'язкості нафти, незважаючи на деяке її стиснення. Мінімальна величина в'язкості має місце, коли тиск у пласті стає рівним пластовому тиску насичення максимально можливого тиску, при якому для суміші заданого складу можливе встановлення повної фазової рівноваги в умовах пласта. Подальший ріст в'язкості при подальшому збільшенні тиску обумовлений тим, що характер зміни в'язкості пластової води аналогічний.

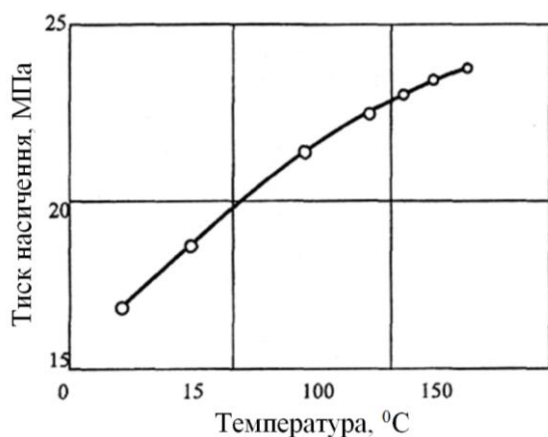


Рисунок 7.4 – Залежність тиску насичення пластової нафти Новодмитрївського родовища від температури

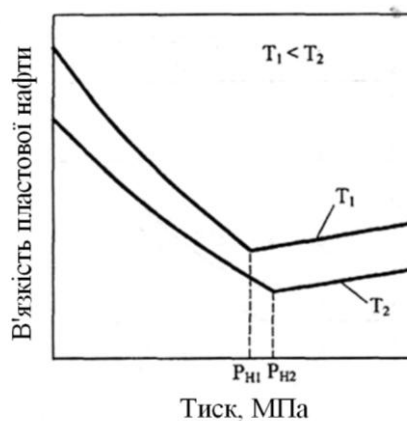


Рисунок 7.5 – Характер залежності в'язкості пластової нафти від тиску та температури

В'язкість газу при зміні тиску і температури вимірювання змінюється нерівномірно. При низьких тисках (до 10 МПа) із підвищенням температури в'язкість газів зростає, що пояснюється збільшенням числа зіткнень їх молекул. При високих тисках газ настільки ущільнений, що визначальний вплив на його в'язкість, як і в рідин, надають сили міжмолекулярного тяжіння, які зі зростанням температури послаблюються і, відповідно, в'язкість газу зменшується.

Щільність нафти у пластових умовах залежить від складу нафти та кількості розчиненого газу, температури та тиску. Змінюється вона аналогічно в'язкості.

На щільність пластових вод, крім тиску, температури та розчиненого газу, сильно впливає їх мінералізація. Щільність пластових вод збільшується пропорційно до зростання концентрації солей.

Нафта і вода мають властивість зменшувати свій об'єм під дією зростаючого тиску. Пружні властивості цих рідин характеризуються величиною

коефіцієнта стисливості, що визначається як відношення зміни об'єму рідини до добутку її початкового об'єму зміни тиску. Коефіцієнт стисливості для води дорівнює $(4 - 5) \cdot 10^3$ 1/МПа, для дегазованої нафти $(4 - 7) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, а для пластової нафти може досягати $140 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Таким чином, пластові нафти досить добре стисливі.

При розчиненні газу рідини її об'єм збільшується. Відношення об'єму рідини з розчиненим у ній газом у пластових умовах до об'єму цієї рідини на поверхні після її дегазації називається об'ємним коефіцієнтом. Оскільки в пластових умовах величини газового фактора можуть перевищувати $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то і об'ємний коефіцієнт пластової нафти може досягати 3,5 і більше. Об'ємні коефіцієнти для пластової води становлять 0,99 – 1,06.

7.3 ЕТАПИ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Процес видобутку нафти та газу складається з трьох етапів. Перший – рух нафти і газу пластом до свердловин завдяки штучно створюваної різниці тисків у пласті та вибоях свердловин. Він називається розробкою нафтових та газових родовищ. Другий етап – рух нафти та газу від вибоїв свердловин до їх устя на поверхні. Його називають експлуатацією нафтових та газових свердловин. Третій етап – збір продукції свердловин та підготовка нафти та газу до транспортування споживачам. У ході цього етапу нафта, а також супутні нафтовий газ і вода, що супроводжують її, збираються, потім газ і вода відокремлюються від нафти, після чого вода закачується назад у пласт для підтримки пластового тиску, а газ направляється споживачам. Під час підготовки газу від нього відокремлюються пари води, корозійно активні (сірководень) та баластові (вуглекислий газ) компоненти, а також механічні домішки. Розглянемо кожен із цих етапів докладніше.

7.4 РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Розробка нафтового чи газового родовища – це комплекс заходів, вкладених у забезпечення припливу нафти і газу із покладу до вибою свердловин, які передбачають із цією метою певний порядок розміщення свердловин на площі, черговість їх буріння та введення в експлуатацію, встановлення та підтримання певного режиму їх роботи.

Сили, що діють у продуктивному шарі

Будь-який нафтовий і газовий поклад має потенційну енергію, яка в процесі розробки покладу переходить у кінетичну і витрачається на витіснення нафти і газу з пласта. Запас потенційної енергії створюється:

- натиском крайових (контурних) вод;
- напором газової шапки;
- енергією розчиненого газу, що виділяється з нафти при зниженні тиску;
- енергією, якою володіють стислі нафта, вода і порода, що вміщає їх;
- силою тяжіння, що діє на рідину.

Крайові води, діючи на поверхню водонафтового контакту, створюють

тиск у нафті та газі, що заповнюють пори продуктивного пласта. Аналогічну дію надає газ, що знаходиться в газовій шапці, але діє через поверхню газонафтового контакту.

Розчинений газ, що виділився з нафти після зниження тиску, сприяє його збереженню на деякому рівні. Будь-яке зменшення кількості нафти у пласті призводить до того, що цей об'єм займають бульбашки газу, і тому нафта перебуває під дією майже постійного тиску. Його зниження почнеться, коли виділення газу з розчиненого стану не встигатиме за відбором нафти.

Дія пружних сил нафти, води і породи, що вміщає їх, полягає у наступному. У міру відбору нафти і газу відбувається деяке зниження пластового тиску, в результаті чого пластові флюїди і порода розтискуються, уповільнюючи темп його падіння.

Сила тяжіння забезпечує стік нафти з підвищених частин пласта в знижені, де розташовані вибої свердловин.

Режими роботи покладів

Залежно від джерела пластової енергії, що зумовлює переміщення нафти пластом до свердловин, розрізняють п'ять основних режимів роботи покладів: жорстко-водонапірний, пружно-водонапірний, газонапірний, розчиненого газу і гравітаційний.

При жорстко-водонапірному режимі (рис. 7.6, а) джерелом енергії є напір крайових (або підшовних) вод. Її запаси постійно поповнюються за рахунок атмосферних опадів та джерел поверхневих водоймищ. Відмінною особливістю жорстко-водонапірного режиму є те, що вода, що надходить в пласт, повністю замінює нафту, що відбирається. Контур нафтоносності при цьому безперервно переміщується та скорочується.

Експлуатація нафтових свердловин припиняється, коли крайові води досягають вибою тих із них, які знаходяться у найвищих частинах пласта, і замість нафти починає видобуватись лише вода.

На практиці завжди є ще один проміжний етап роботи нафтових родовищ, коли одночасно з нафтою видобувається вода. Це з тим, що через неоднорідність пласта по проникності та порівняно високої в'язкості нафти в пластових умовах стосовно в'язкості пластової води відбувається прорив крайових і підшовних вод до вибою свердловин.

При жорстко-водонапірному режимі роботи нафтового покладу забезпечується найвищий коефіцієнт нафтовіддачі пластів, рівний 0,5 – 0,8.

При жорстко-водонапірному режимі тиск у пласті настільки великий, що свердловини фонтанують. Але відбір нафти і газу не слід проводити надто швидко, оскільки інакше темп припливу води відставатиме від темпу відбору нафти і тиск у пласті падатиме, фонтанування припиниться.

При пружно-водонапірному режимі основним джерелом пластової енергії слугують пружні сили води, нафти і порід, стиснутих в надрах під дією гірського тиску. При цьому режимі з вилученням нафти тиск у пласті поступово знижується. Відповідно зменшується і дебіт свердловин.

Відмінною особливістю пружно-водонапірного режиму є те, що водоносна частина пласта значно більша за нафтоносну (межі водоносної частини відстоять

від контуру нафтоносності на 100 км та більше).

Хоча розширення породи та рідини при зменшенні тиску в пласті, віднесене до одиниці об'єму, незначно, при величезних обсягах покладу і водонапірної системи, що живить її, таким чином можна витягти до 15 % нафти від промислових запасів.

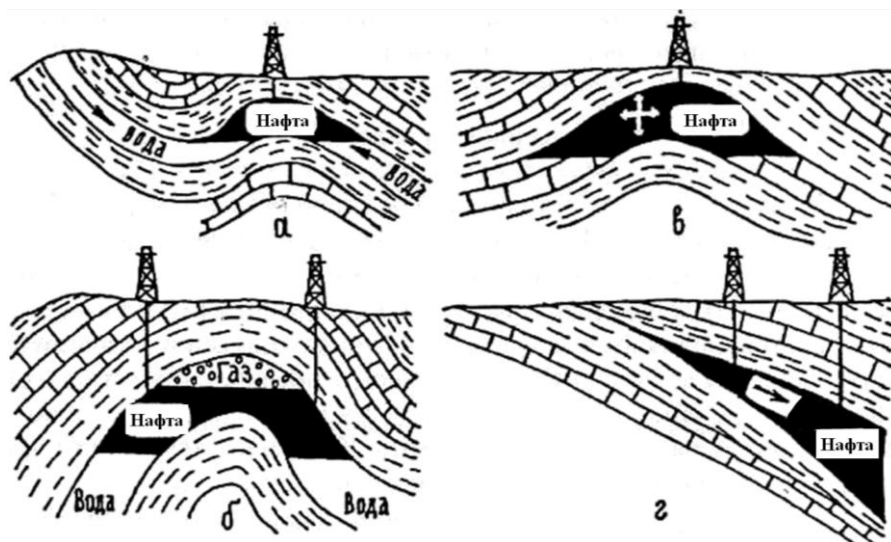


Рисунок 7.6 – Тип режимів нафтового пласта:

а – жорстко-водонапірний; б – газонапірний; в – розчиненого газу; г – гравітаційний

Коефіцієнт нафтовіддачі при пружно-водонапірному режимі також може досягати 0,8.

При газонапірному режимі (рис. 7.6, б) джерелом енергії для витіснення нафти є тиск газу, стисненого в газовій шапці. Чим її розмір більший, тим довше знижується тиск у ній.

У родовищах, що працюють у газонапірному режимі, процес витіснення нафти газом, що розширюється, зазвичай супроводжується гравітаційними ефектами. Газ, що виділяється з нафти, мігрує нагору, поповнюючи газову шапку і відтісняючи нафту в знижену частину покладу. У міру зниження рівня газонафтового контакту відбувається прорив газу до нафтових свердловин, що знаходяться ближче до контуру газоносності, та їх експлуатація припиняється, оскільки інакше витрати енергії розширення газу газової шапки буде нерациональним.

Коефіцієнт нафтовіддачі пласта при газонапірному режимі становить 0,4 – 0,6.

При режимі розчиненого газу (рис. 7.6, в) основним джерелом пластової енергії є тиск газу, розчиненого в нафті. Принаймні, при зниженні пластового тиску газ із розчиненого стану перетворюється на вільний. Розширюючись бульбашки газу виштовхують нафту до вибоїв свердловин.

Коефіцієнт нафтовіддачі при режимі розчиненого газу найнижчий і становить 0,15 – 0,3. Причина цього в тому, що запас енергії газу часто повністю виснажується набагато раніше, ніж встигають відібрати значні об'єми нафти.

Гравітаційний режим (рис. 7.6, г) має місце у тих випадках, коли тиск у

нафтовому пласті знизився до атмосферного, а наявна в ньому нафта не містить розчиненого газу. У цьому режимі нафта стікає в свердловину під дією сили ваги, а звідти вона відкачується механізованим способом.

Якщо в покладі нафти одночасно діють різні рушійні сили, такий режим її роботи називається змішаним.

При розробці газових родовищ гравітаційний режим та режим розчиненого газу відсутні.

Необхідно підкреслити, що природна пластова енергія здебільшого не забезпечує високих темпів та достатньої повноти відбору нафти із покладу. Це з тим, що її добуванню з пласта перешкоджає чимало чинників, зокрема, сили тертя, сили поверхневого натягу і капілярні сили.

Штучні методи впливу на нафтові пласти та привибійну зону

Для підвищення ефективності природних режимів роботи покладу застосовуються різні штучні методи на нафтові пласти і привибійну зону. Їх можна поділити на три групи:

- методи підтримки пластового тиску (заводнення, закачування газу в газову шапку пласта);
- методи, що підвищують проникність пласта та привибійної зони (солянокислотні обробки привибійної зони пласта, гідророзрив пласта та ін.);
- методи підвищення нафто- та газовіддачі пластів.

Методи підтримання пластового тиску

Штучна підтримка пластового тиску досягається методами законтурного, приконтурного та внутрішньоконтурного заводнення, а також закачуванням газу в газову шапку пласта.

Метод законтурного заводнення (рис. 7.7) застосовують під час розробки порівняно невеликих за розмірами покладів. Він полягає у закачуванні води в пласт через нагнітальні свердловини, що розміщуються за зовнішнім контуром нафтоносності на відстані 100 м і більше. Експлуатаційні свердловини розташовуються всередині контуру нафтоносності паралельно контуру.

Внаслідок заводнення приплив води до пласта збільшується, і тиск у нафтовому покладі підтримується на високому рівні.

Метод приконтурного заводнення застосовують на родовищах з низькою проникністю продуктивних пластів частини, заповненої водою. Тому нагнітальні свердловини розміщують або поблизу контуру нафтоносності, або безпосередньо на ньому.

Метод внутрішньоконтурного заводнення (рис. 7.8) застосовують для інтенсифікації розробки нафтового покладу, що займає значну площу.

Сутність цього методу полягає у штучному «розрізанні» родовища на окремі ділянки, для кожної з яких здійснюється щось подібне до законтурного заводнення.

Неважко бачити, що методами заводнення штучно створюється жорстково-водонапірний режим роботи покладу.

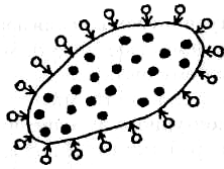


Рисунок 7.7 – Схема законтурного заводнення

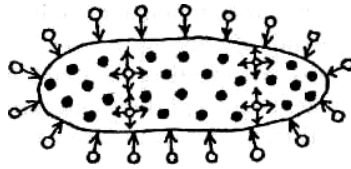
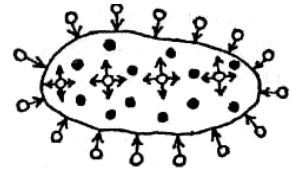


Рисунок 7.8 – Схеми внутрішньоконтурного заводнення



Для підтримки пластового тиску застосовують також метод **закачування газу в газову шапку нафтового пласта** (рис. 7.9). З цією метою використовують нафтовий газ, відокремлений від уже видобутої нафти. Завдяки закачуванню газу збільшується тиск на нафтову частину покладу, і дебіти нафтових свердловин зростають.

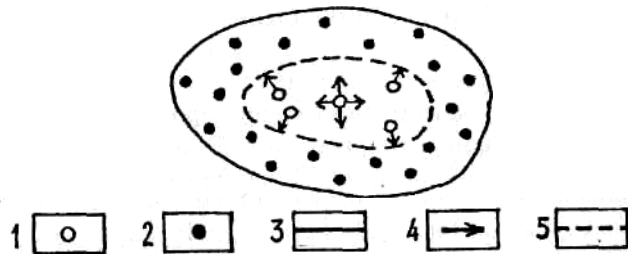


Рисунок 7.9 – Схема розташування свердловин при закачуванні газу в пласт:

1 – нагнітальні свердловини; 2 – експлуатаційні свердловини; 3 – зовнішній контур нафтоносності; 4 – напрямок дії тиску; 5 – контур газоносності

Як нагнітальні в цьому випадку використовують відпрацьовані нафтові свердловини, що розкрили верхню частину продуктивного пласта, або бурять спеціальні свердловини. Нагнітання газу в пласт проводять при тисках вище пластового на 10 – 20%.

Як видно, при закачуванні газу до газової шапки штучно створюється газонапірний режим роботи покладу. В даний час цей метод застосовують рідко у зв'язку з дорожнечою процесу та дефіцитністю самого газу.

Конструкція робочої частини свердловини

Обладнання вибою призначене для запобігання руйнуванню продуктивного пласта і виносу на вибій твердих частинок, а також для ізоляції пропластків, що обводнилися. У той же час він повинен мати можливий менший опір та забезпечувати умови для проведення робіт зі збільшення продуктивності свердловин.

Залежно від геологічних та технологічних умов розробки родовищ застосовують такі типові конструкції вибоїв свердловин (рис. 7.10):

- відкритий вибій;
- вибій, перекритий хвостовиком колони, перфорованим перед її спуском;
- вибій, обладнаний фільтром;
- перфорований вибій.

При відкритому вибої (рис. 7.10, а) черевик обсадної колони цементують перед покрівлею пласта. Потім пласт розкривається долотом меншого розміру, але жодних заходів щодо зміцнення стовбура свердловини у місці її проходження через продуктивний пласт не вживається. Така конструкція вибою забезпечує найменший опір припливу нафти і газу в свердловину, але можлива лише за досить стійких гірських порід. Через неможливість вибіркового розкриття потрібних пропластків певної дії на них, а також постійну загрозу обвалів у привибійній зоні відкритим вибоєм оснащено менше 5 % всього фонду свердловин.

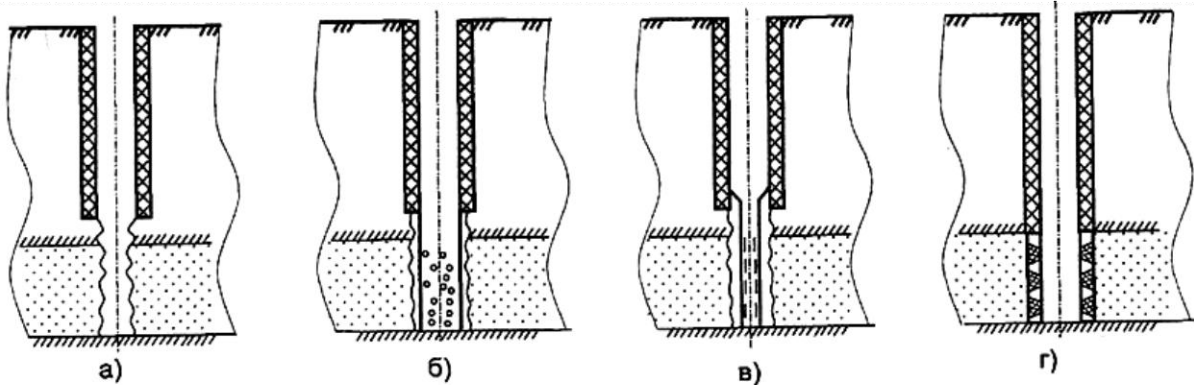


Рисунок 7.10 – Конструкції робочої частини свердловини:

а – відкритий вибій; б – вибій, перекритий хвостовиком колони, перфорованим перед її спуском; в – вибій, обладнаний фільтром; г – перфорований вибій

Одним із способів зміцнення гірських порід є пристрій вибою, перекритого хвостовиком колони, перфорованим перед її спуском (рис. 7.10, б). В цьому випадку свердловина буриться відразу до підшови продуктивного пласта і кріпиться колоною обсадної по всій довжині. Але труби обсадної колони, розташовані навпроти товщі продуктивного пласта, заздалегідь перфоровані, і простір між ними та поверхнею пласта не цементується. Дана конструкція вибою надійніша за попередню, але зростає й опір припливу пластових флюїдів.

Вибій, обладнаний фільтром (рис. 7.10, в), застосовується і у разі, якщо існує небезпека надходження піску до свердловини. В цьому випадку черевик обсадної колони спускається до покрівлі пласта та цементується. Навпроти його продуктивної частини встановлюють спеціальний фільтр, а кільцевий простір між верхньою частиною фільтра та низом колони обсадної герметизується.

Відомі щілинні (з поздовжніми щілинними отворами довжиною 50 – 80 мм і шириною 0,8 – 1,5 мм), керамічні, гравійні (з двох концентричних дрібноперфорованих труб, між якими утрамбовано відсортований гравій з діаметром частинок 4 – 6 мм) та металокерамічні (виготовлені шляхом спікання під тиском керамічного дробу) фільтри. Необхідність у їх застосуванні виникає при розкритті свердловинами незцементованих піщаних пластів, схильних до піскоутворення, що зустрічається досить рідко.

Свердловини із перфорованим вибоєм (рис. 7.10, г) становлять понад

90 % загального фонду. При спорудженні свердловин буріння ведеться до підшови продуктивного пласта, після чого в свердловину опускають обсадні труби і цементують кільцевий простір на всій її довжині. І тільки після цього виробляють перфорацію обсадної колони та цементного каменю на тих інтервалах глибин, де очікується приплив нафти та газу.

Перевагами свердловин з перфорованим вибоєм є:

- спрощення технології проведення свердловини;
- стійкість вибою та збереження прохідного перерізу свердловини в процесі тривалої експлуатації;
- надійна ізоляція пропластків, не розкритих перфорацією;
- можливість поінтервального впливу на привибійну зону пласта (різні обробки, гідророзрив тощо).

У той же час перфорований вибій не забезпечує захисту від проникнення піску в свердловину і створює додатковий опір фільтрації потоку пластової рідини.

Методи, що підвищують проникність пласта та привибійної зони

У процесі розробки нафтових та газових родовищ широко застосовують методи підвищення проникності пласта та привибійної зони. У міру розробки покладу надходження нафти і газу в свердловину поступово зменшується. Причина цього полягає в «засміченні» привибійної зони – заповненні пор твердими і набряклими частинками породи, важкими смолистими залишками нафти, солями, що випадають із пластової води, відкладеннями парафіну, гідратами (в газових пластах) і т.д. Для збільшення проникності пласта та привибійної зони застосовують механічні, хімічні та фізичні методи.

До механічних методів відносяться гідравлічний розрив пласта (ГРП), гідропіскоструминна перфорація (ГПП) і торпедування свердловин.

Гідророзрив пласта (рис. 7.11, б) проводять шляхом закачування в нього під тиском до 60 МПа нафти, прісної чи мінералізованої води, нафтопродуктів (мазут, гас, дизельне паливо) та інших рідин. Внаслідок цього у породах утворюються нові або розширюються вже існуючі тріщини. Щоб запобігти їх подальшому закриттю в рідину додають пісок, скляні та пластмасові кульки, шкаралупу волоського горіха.

Застосування гідророзриву дає найбільший ефект при низькій проникності пласта та привибійної зони і дозволяє збільшити дебіт нафтових свердловин у 2 – 3 рази.

Гідропіскоструминна перфорація – це процес створення отворів у стінках експлуатаційної колони, цементному камені та гірській породі для сполучення продуктивного пласта зі стовбуром свердловини за рахунок енергії піщано-рідинного струменя, що витікає з насадок спеціального пристрою (перфоратора). Робоча рідина із вмістом піску 50 – 200 г/л закачується у свердловину із витратою 3 – 4 л/с. На виході з насадок перфоратора її швидкість становить 200 – 260 м/с, а перепад тиску – 18 – 22 МПа. За цих умов швидкість перфорації колони та породи становить у середньому від 0,6 мм/с до 0,9 мм/с.

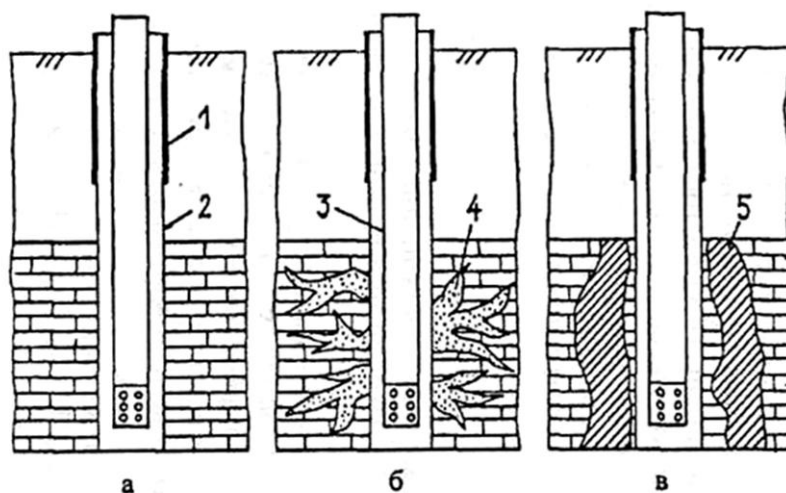


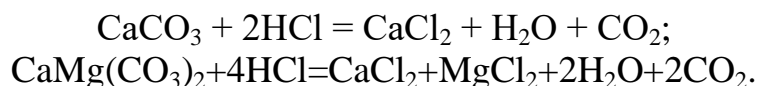
Рисунок 7.11 – Застосування гідророзриву пласта та кислотної обробки свердловини:

а – пласт перед впливом; б – пласт після гідророзриву; в – пласт (привибійна зона) після кислотної обробки; 1 – обсадна труба; 2 – стовбур свердловини; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – тріщини у породі, що утворилися після гідророзриву; 5 – порода, проникність якої збільшена кислотною обробкою

Торпедуванням називається дія на привибійну зону пласта вибухом. Для цього у свердловині навпроти продуктивного пласта поміщають відповідний заряд вибухової речовини (тротил, гексоген, нітрогліцерин, динаміти) і підривають його. При вибуху торпеди утворюється потужна ударна хвиля, яка проходить через свердловинну рідину, досягає стінок експлуатаційної колони, завдає сильного удару і викликає розтріскування відкладень (солей, парафіну та ін.). Надалі пульсація газового міхура, що утворився із продуктів вибуху, забезпечує винесення зруйнованого осаду з каналів.

До хімічних методів на привибійну зону відносять обробку кислотами, ПАР, хімреагентами й органічними розчинниками.

Кислотні обробки здійснюють соляною, плавиковою, оцтовою, сірчаною та вугільною кислотами. Соляною кислотою HCl 8 – 15 % концентрації розчиняють карбонатні породи (вапняки, доломіти), що складають продуктивні пласти, а також привнесені до пласта забруднюючі частинки. При цьому протікають наступні реакції



Отримані внаслідок реакції хлористий кальцій CaCl_2 і хлористий магній MgCl_2 добре розчиняються у воді і легко видаляються разом з продукцією свердловини, утворюючи нові порожнини та канали.

Плавикова кислота HF у суміші з соляною призначається для дії на пісковики, а також для видалення глинистого розчину, що потрапив у пори пласта під час буріння або глушіння свердловини.

Оцтова кислота CH_3COOH додається в соляну кислоту для уповільнення швидкості розчинення карбонатної породи. Завдяки цьому активний розчин

соляної кислоти глибше проникає у пори породи. Крім того, оцтова кислота також розчиняє карбонатну породу і запобігає випаданню в осад гідрату окису заліза $Fe(OH)_3$

При закачуванні в свердловину концентрованої сірчаної кислоти H_2SO_4 позитивний ефект досягається двома шляхами. По-перше, за рахунок теплоти, що виділяється в процесі змішування з водою, знижується в'язкість нафти і, відповідно, збільшується дебіт свердловини. По-друге, при змішуванні сірчаної кислоти з нафтою утворюється ПАР, що також покращує приплив нафти з пласта в свердловину.

Концентрована сірчана кислота призначається для дії на продуктивні пласти, утворені пісковиками. Справа в тому, що при її взаємодії з карбонатними породами утворюється нерозчинний у воді сульфат кальцію $CaSO_4$, що погіршує проникність привибійної зони.

Концентрована (98 %) сірчана кислота не руйнує метал. Корозія починається тільки за її розведення водою.

Вугільна кислота застосовується для дії на породи, що містять карбонати кальцію та магнію, а також асфальто-смолисті відкладення.

Обробка привибійної зони пластів ПАР має на меті видалення води та забруднюючого матеріалу. Негативна роль води проявляється в тому що, потрапляючи на вибій свердловини, вона «закупорює» частину пор, перешкоджаючи припливу нафти та газу. Крім того, вступаючи в контакт з глинистими частинками порід, вода викликає їх набухання та руйнування. Це призводить до закупорки тонких порових каналів та зменшує дебіт свердловини.

Механізм дії ПАР полягає у зниженні поверхневого натягу на межі води з нафтою, газом та породою. Завдяки цьому розмір крапель води в поровому просторі зменшується в кілька разів і полегшується їх винесення. Деякі ПАР, крім того, роблять поверхню порових каналів у породі незмочуваною для води, але змочуваною для нафти, що полегшує фільтрацію останньої.

За допомогою хімреагентів та органічних розчинників (СНПХ-7р-1, СНПХ-7р-2, газовий конденсат, газовий бензин, толуол та ін.) видаляють асфальто-смолисті та парафінові відкладення.

До фізичних методів дії на привибійну зону відносять теплову обробку та вібродію.

Метою теплових обробок є видалення парафіну та асфальто-смолистих речовин. Для цього застосовують гарячу нафту, пар, електронагрівачі, термоакустичну дію, а також високочастотну електромагнітоакустичну обробку.

При вібродії привибійна зона пласта піддається обробці пульсуючим тиском. Завдяки наявності рідини в порах породи оброблюваного пласта по ньому поширюються як коливання, що штучно створюються, так і відбиті хвилі. Шляхом підбору частоти коливання тиску можна домогтися резонансу обох видів хвиль, у результаті виникнуть порушення у пористому середовищі, тобто збільшиться проникність пласта.

Методи підвищення пластового тиску та збільшення проникності пласта дозволяють, головним чином, скорочувати терміни розробки покладів за

рахунок більш інтенсивних темпів відбору нафти та газу. Однак необхідно домагатися і найповнішого вилучення нафти та газу з надр. Це досягається застосуванням методів підвищення нафто- та газовіддачі пластів.

Методи підвищення нафтовіддачі та газовіддачі пластів

Для підвищення нафтовіддачі застосовують такі способи:

- закачування в пласт води, обробленої ПАР;
- витіснення нафти розчинами полімерів;
- закачування в пласт вуглекислоти;
- нагнітання у пласт теплоносія;
- внутрішньопластове горіння;
- витіснення нафти із пласта розчинниками.

При закачуванні в нафтовий пласт води, обробленої ПАР, знижується поверхневий натяг на межі нафти – вода, що сприяє дробленню глобул нафти та утворенню малов'язкої емульсії типу «нафта у воді», для переміщення якої необхідні менші перепади тиску. Одночасно різко знижується і поверхневий натяг на межі нафти з породою, завдяки чому вона більш повно витісняється з пор і змивається з поверхні породи.

При витісненні нафти водою нерідкі випадки, коли внаслідок відмінності в'язкостей рідин або різної проникності окремих ділянок пласта має місце випереджальне просування витіснювального агента по локальних зонах пласта. Це призводить до недостатньо повного витіснення нафти. Витіснення нафти розчинами полімерів, тобто водою зі штучно підвищеною в'язкістю, створює умови для більш рівномірного просування водонафтового контакту та підвищення кінцевої нафтовіддачі пласта.

Для загушення води застосовують різні водорозчинні полімери, з яких найбільш широке застосування для підвищення нафтовіддачі пластів знайшли поліакриламідні (ПАА). Вони добре розчиняються у воді і при концентраціях 0,01 – 0,05 % надають їй в'язкопружні властивості.

Роль розчину полімерів можуть виконувати також піни, приготовані на аерованій воді з добавкою 0,2 – 1 % піноутворюючих речовин. В'язкість піни в 5 – 10 разів більша за в'язкість води, що й забезпечує більшу повноту витіснення нафти.

При закачуванні в пласт вуглекислоти відбувається її розчинення в нафті, що супроводжується зменшенням в'язкості останньої та відповідним збільшенням припливу до експлуатаційної свердловини.

Досвід розробки покладів нафти показує, що при зниженні температури в порах пласта відбувається випадання асфальтенів, смол та парафінів, що ускладнюють фільтрацію. У пластах, що містять високов'язку нафту, навіть незначне зниження температури у процесі розробки суттєво знижує ефективність її видобутку. Тому одним із шляхів підвищення нафтовіддачі є застосування теплової дії на пласт.

Нагнітання в пласт теплоносія (гарячої води або пари з температурою до 400°C) дозволяє значно знизити в'язкість нафти і збільшити її рухливість, сприяє розчиненню в нафті асфальтенів, смол і парафінів, що випали з неї.

Метод внутрішньопластового горіння (рис. 7.12) полягає в тому, що після

запалення тим чи іншим способом нафти у вибої нагнітальної (запальної) свердловини в пласті створюється вогнище горіння, що рухається, за рахунок постійного нагнітання з поверхні повітря або суміші повітря з природним газом. Попереду фронту горіння пари нафти, що утворюються попереду, а також нагріта нафта зі зниженою в'язкістю рухаються до експлуатаційних свердловин і витягуються через них на поверхню.

При витісненні нафти з пласта розчинниками як витіснявальну фазу використовують розчинні в нафті зріджені пропан, бутан, суміш пропану з бутаном. У пласті вони поєднуються з нафтою, зменшуючи її в'язкість, що веде до збільшення швидкості фільтрації.

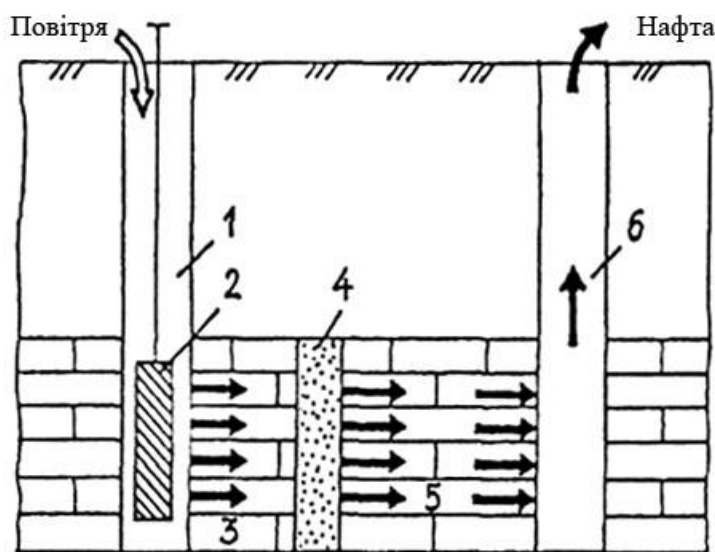


Рисунок 7.12 - Схема внутрішньопластового осередку горіння:

1 – нагнітальна (запальна) свердловина; 2 – глибинний нагнітач; 3 – частина пласта, що вигоріла; 4 – осередок горіння; 5 – оброблювана частина пласта (рух нафти, газів, пари води); 6 – експлуатаційна свердловина

Для підвищення газовіддачі застосовують кислотну обробку свердловин, гідророзрив пласта, торпедування свердловин, а також відбір газу із свердловин під вакуумом.

7.5 ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИН

7.5.1 Експлуатація газових свердловин

Істотна відмінність фізичних властивостей газу від фізичних властивостей нафти виявляється, головним чином, у його незначній щільності, високій пружності, значно меншій в'язкості, що визначає специфіку розробки газових та газоконденсатних родовищ і полягає в тому, що газ видобувають, в основному, фонтанним способом. При цьому складна і протяжна системи газопостачання від покладу до споживання повністю герметичні і є єдиним цілим.

Газові родовища поділяють на чисто газові родовища та газоконденсатні. На газових родовищах із свердловин надходить чистий газ (природний газ)

разом із невеликою кількістю вологи та твердими частинками механічних домішок. Природний газ складається в основному з легкого вуглеводню – метану (94 – 98 %), не конденсується при зміні пластового тиску. Чисто газові родовища трапляються рідко.

До складу газоконденсатних родовищ входить не лише легкий вуглеводень парафінового ряду – метан, але й більш важкі вуглеводні, які при зміні пластового тиску переходять у рідкий стан, утворюючи так званий конденсат. Разом з газом та конденсатом із вибою свердловин надходить вода та тверді частинки механічних домішок. На низці вітчизняних та зарубіжних (Лакське у Франції) родовищ газу містять досить велику кількість сірководню та вуглекислого газу (до 25 % за об'ємом). Такі газу називають кислими. На окремих родовищах разом із газом із свердловин надходить досить багато цінних інертних газів (переважно гелію).

Основний метод видобутку газу та газового конденсату – фонтанний, оскільки газ у продуктивному пласті має досить велику енергію, що забезпечує його переміщення по капілярних каналах пласта до вибоїв газових свердловин. Як і за фонтанного способу видобутку нафти газ надходить до устя свердловини по колоні фонтанних труб.

Видобуток газу ведуть з одного пласта (однопластові родовища) та з двох і більше пластів (багатопластові родовища).

Оптимальний діаметр фонтанних труб визначають, виходячи з двох критеріїв: *максимального винесення* із вибою свердловин на поверхню твердих та рідких домішок газу та *мінімуму втрат* тиску в трубах при заданому дебіті газової свердловини. Винесення твердих частинок із вибою свердловини з потоками газу забезпечується в тому випадку, якщо швидкість висхідного потоку в свердловині перевищить критичну швидкість, при якій тверді частинки ще будуть у зваженому стані в потоці газу.

Обладнання устя та вибою газових свердловин, а також конструкція газової свердловини практично аналогічні нафтовим свердловинам.

Експлуатація газових свердловин пов'язана з необхідністю забезпечення заданого дебіту газу та газового конденсату. Це залежить багато в чому від стану привибійної зони свердловини, ступеня її обводненості, наявності у складі газу та конденсату агресивних компонентів (сірководню, вуглекислого газу) та інших факторів, серед яких важливе значення має кількість одночасно експлуатованих продуктивних пластів в одній свердловині.

При значних піскопроявах продуктивного пласта на вибої свердловини утворюються малопроникні для газу піщані пробки, що істотно знижують дебіт свердловин. Наприклад, при рівності проникностей пласта та піщаної пробки дебіт свердловин складає всього 5 % дебіту свердловини газу незасміченої свердловини.

Основні завдання, що вирішують при експлуатації газових свердловин з піскопроявами на вибої: з одного боку – запобігання утворенню піщаних пробок за рахунок обмеження дебіту свердловин; з іншого боку – вибір такого дебіту свердловини, при якому забезпечувалося б винесення частинок піску, що проникають на вибій, на поверхню, до устя свердловини. Нарешті, якщо

зниження дебіту свердловини для запобігання утворенню піщаних пробок виявиться набагато меншим від потенційного дебіту свердловини, то необхідно вирішувати питання про захист привибійної зони свердловини від попадання піску та утворення піщаних пробок із збереженням високого дебіту свердловини.

В останньому випадку для захисту вибою свердловини від попадання піску встановлюють різні фільтри: з круглими отворами, щілинні та дротяні. Перші два види фільтрів є відрізками труб з круглими отворами діаметром 1.5 – 2 мм або з довгастими отворами типу щілин. Дротові фільтри – це обрізки труб з великими круглими отворами, обмотані дротом з малим кроком навивки.

Застосовують також закріплення слабких порід привибійної зони пласта для запобігання їх руйнуванню та засміченню вибою свердловини. Для цього в свердловину закачують водні суспензії різних смол (фенольно-формальдегідних, карбамідних та ін.). При цьому в пласті смола відокремлюється від води та цементує частинки піску, а вода заповнює капілярні канали та видаляється з них при освоєнні свердловин. Для видалення піщаних пробок застосовують також промивання свердловин.

При експлуатації газових свердловин в умовах обводнення привибійної зони слід враховувати такі негативні наслідки, як зниження дебіту свердловини, сильне обводнення газу, небезпека утворення великого обсягу кристалогідратів та ін. У зв'язку з цим необхідне постійне видалення води з привибійної зони свердловини.

Застосовують періодичне та безперервне видалення вологи зі свердловини. До періодичних методів видалення вологи відносять: зупинку свердловини (періодичну) для зворотного поглинання рідини пластом; продування свердловини в атмосферу або через сифонні трубки; спінювання рідини в свердловині за рахунок введення в свердловину піноутворюючих речовин (піноутворювачів). До безперервних методів видалення вологи зі свердловини відносять: експлуатацію свердловин при швидкостях газу, що забезпечують винесення води з вибою; безперервне продування свердловин через сифонні або фонтанні труби; застосування плунжерного ліфта; відкачування рідини свердловинними насосами; безперервне спінювання рідини у свердловині.

Вибір способу видалення вологи залежить від багатьох факторів. При малих дебітах газу зі свердловини досить застосування одного з періодичних методів видалення вологи, а при великих дебітах – одного з безперервних методів. Широко застосовується відносно недорогий та досить ефективний метод введення в свердловину речовин – піноутворювачів. Як піноутворювачі використовують поверхнево-активні речовини (ПАР) – сильні піноутворювачі – сульфанол, синтетичні миючі порошки та ін. Спінена рідина має значно меншу щільність і легко виноситься на поверхню із потоком газу.

При видобутку кислих газів головне – захист обсадних та фонтанних труб та обладнання від агресивної дії сірководню та вуглекислого газу. Для захисту труб та обладнання від корозії розроблено різні методи: інгібування за

допомогою речовин – інгібіторів корозії; застосування для обладнання легованих корозійностійких сталей та сплавів; застосування корозійностійких неметалічних та металевих покриттів, використання електрохімічних методів захисту від корозії: використання спеціальних технологічних режимів експлуатації обладнання,

Найбільше застосування у практиці експлуатації газових свердловин для видобутку кислих газів захисту від корозії знайшли інгібітори, тобто речовини, при введенні яких у корозійне середовище швидкість корозії значно знижується або корозія повністю припиняється.

Схеми введення інгібіторів:

- інжекція інгібіторів у міжтрубний простір;
- закачування інгібіторів безпосередньо в пласт;
- введення інгібіторів у твердому стані.

Для виготовлення підземного обладнання (пакери, циркуляційні та запобіжні клапани та ін.) використовують леговані корозійностійкі сталі. В окремих випадках для фонтанних та обсадних труб застосовують алюмінієві сплави – дюралюміні, хромисті нержавіючі сталі.

При протекторному захисті фонтанних та обсадних труб останні контактують з пластинами з електронегативних металів (магнію, цинку). І тут корозійному руйнуванню піддаються не сталеві труби, а негативні метали анода. Якщо для захисту труб та обладнання застосовують катодний захист, то від джерела постійного струму (катодної станції) на труби або обладнання подають негативний потенціал, а поруч розташований відрізок труби (анод) – позитивний потенціал, що призводить до руйнування анода та збереження без руйнування катода, тобто металу труб або обладнання.

При експлуатації газових свердловин можливо ускладнення – гідратуутворення. Пара води конденсується і накопичується в свердловині та газопроводах. За певних умов кожна молекула вуглеводневого газу (метан, етан, пропан, бутан) здатна пов'язати 6 – 17 молекул води, наприклад: $\text{CH}_4\text{6H}_2\text{O}$; C_2H_8 ; $8\text{H}_2\text{O}$; C_3H_8 ; $17\text{H}_2\text{O}$. Таким чином, утворюються тверді кристалічні речовини, які називаються кристалогідратами. На вигляд гідрати нагадують сніг або лід. Це стійкі сполуки, які при нагріванні або зниженні тиску швидко розкладаються на газ і воду.

Гідрати, що утворилися, можуть закупорити свердловини, газопроводи, сепаратори, порушити роботу вимірювальних приладів і регулюючих засобів.

Боротьба з гідратами, як і з будь-якими відкладами, ведеться у напрямках їх попередження та ліквідації. Слід завжди віддавати перевагу методам попередження гідратуутворення. Якщо безгідратний режим неможливий, то застосовуються інгібітори гідратуутворення: метиловий спирт CH_3OH (метанол), хлористий кальцій, гліколі (етиленгліколь, ді- та триетиленгліколь).

7.5.1.1 Сучасні уявлення про технологічний режим експлуатації газових свердловин

Під технологічним режимом експлуатації газових свердловин (ТРЕС) розуміється режим роботи свердловин, в якому підтримується певне співвідношення між дебітом свердловини та вибійним тиском чи його градієнтом. З математичної точки зору технологічний режим експлуатації свердловин визначає граничні умови на вибої, знати які необхідно для інтегрування диференціального рівняння фільтрації газу до свердловин.

Технологічний режим роботи газових свердловин – це заздалегідь запрограмовані певні умови руху газу в привибійній зоні та по стовбуру свердловини, що характеризуються значенням дебіту та вибійного тиску (або його градієнта) та визначені деякими природними обмеженнями [5]. Наприклад, енергозбереженням, експлуатацією без ускладнень та аварій, недопущенням руйнування порід вибою при високих депресіях або надходження пластової води на вибій та ін.

Технологічний режим експлуатації газових свердловин за оптимальних норм прибутку повинен забезпечувати найвигідніший дебіт газу, а також весь комплекс робіт, необхідних для нормальної експлуатації свердловини, присвердловинного обладнання та споруд, без ускладнень та аварій протягом усього терміну розробки родовища, отримання максимальної газовіддачі за умови охорони надр та навколишнього середовища [6].

ТРЕС є комплексною характеристикою, а не суто гідродинамічним та термодинамічним параметром пласта та свердловини, і визначається деформаційними та міцнісними характеристиками привибійної зони пласта. На його встановлення впливають багато факторів: геологічні, технологічні, технічні, екологічні, економічні, невизначеність наявної інформації, потреба в газі та конденсаті, кількість та розташування свердловин, охорона прав кожного власника надр та ін.

Правильно встановлений технологічний режим експлуатації газових свердловин забезпечує отримання найбільшої кількості газу за енерго- та ресурсозберігаючих технологій з найменшими гідравлічними та тепловими втратами, виходячи з геолого-промислових, технічних, економічних та екологічних умов.

Для кожної експлуатаційної свердловини за даними дослідження та експлуатації встановлюють основні показники її роботи на квартал, півріччя або триваліший термін залежно від характеристики пласта та потреб у газі. ТРЕС враховує сезонну нерівномірність у споживанні газу. Технологічний режим в основному характеризується робочим дебітом свердловини, тиском та температурою на усті при цьому дебіті.

У паспорті, що складають для кожної свердловини, відображають весь період життя свердловини, починаючи з буріння, випробування, експлуатації та закінчуючи її ліквідацією.

Під час експлуатації у паспорті записують технологічний режим роботи свердловини за місяцями, результати її досліджень, капітальні та поточні

ремонти та інші роботи.

Конструкція та стан підземного та наземного обладнання свердловини також впливають на встановлення технологічного режиму.

При складанні технологічного режиму слід враховувати і порядок обслуговування свердловини, який полягає переважно в безперервному контролі за її роботою, дебітом газу, конденсату та води, тиском і температурою на усті свердловини, винесенням частинок породи, руйнуванням пласта, станом вибою, утворенням піщано-глинистих пробок, підтягуванням води, ефективністю роботи всього розкритого інтервалу пласта, деформацією привибійної зони пласта НКТ та обсадних труб, порушенням їх цілісності тощо. Щоб правильно встановити технологічний режим роботи проводять аналіз її попередньої експлуатації та регулярно, не рідше 1 разу на рік, досліджують свердловину за різних режимів, включаючи енергозберігаючі режими роботи. З цих матеріалів вибирають раціональний для даної свердловини режим її роботи, зокрема граничний енергозберігаючий технологічний режим.

Причиною, що викликає рух газу із пласта до вибою свердловини, є депресія на пласт. Чим більше депресія у вибої, тобто чим більша різниця між пластовим і вибійним тисками, тим більше дебіт свердловини. Дебіт газу, крім того, залежить від характеру та ступеня розкриття пласта, його колекторських властивостей та пропускної здатності фонтанних труб та підземного обладнання.

При виборі технологічного режиму свердловини для неї встановлюють такий дебіт, при якому виключена можливість руйнування привибійної частини пласта, що призводить до утворення піщаної пробки на вибої, змінання колони обсадних труб, пошкодження свердловини або встановленого наземного і підземного обладнання. Зміцнення привибійної зони застосуванням, наприклад, гравійних фільтрів, що одночасно збільшують граничні енергозберігаючі дебіти свердловини.

Щоб дізнатися, які умови роботи свердловини є оптимальними, необхідно при дослідженні та експлуатації свердловини вивчити умови пружно-напруженого стану привибійної зони, початок та характер зсувних деформацій у ній, інтенсивність руйнування пластів та винесення частинок породи, рідини, а також вплив інших факторів при відборі з неї різних кількостей газу.

Ю.П. Коротаєв запропонував розрізняти практичний та розрахунковий технологічний режими експлуатації свердловин. Практичний технологічний режим експлуатації встановлюється на обмежений період часу не більше року і часто підтримується як постійний, переважно енергозберігаючий, дебіт у цей період. При цьому на сучасному етапі для вирішення технологічних завдань необхідно в першу чергу вирішити технічну проблему інструментального здійснення автоматичного контролю підтримки режиму роботи свердловин з необхідним заданим ступенем періодичності та точності вимірювання устьових та вибійних параметрів, забезпечуючи експлуатацію свердловин без руйнування привибійної зони та підтягування язиків (конусів) пластової води.

Практичний технологічний режим роботи свердловин встановлює геологічна служба промислу щоквартально або один раз на півроку відповідно до даних проєкту розробки, досвіду експлуатації та результатів дослідження свердловин.

Розрахунковий технологічний режим роботи свердловин, виконаний у проєктах розробки, представляє, як правило, середню прогностичну оцінку для покладу у цілому або окремих її частин і дозволяє вибрати орієнтовний прогноз розробки покладу на тривалий період.

Газовий поклад є складною динамічною системою, що функціонує в умовах часткової невизначеності внаслідок неповноти інформації про процеси, що відбуваються в ній.

Ступінь невизначеності залежить в основному від таких факторів, як відсутність або неможливість повсюдного вимірювання гідродинамічних, термодинамічних, деформаційних, міцнісних, гідрохімічних та інших характеристик флюїду та пласта, а також дискретності інформації, що отримується зі значними просторовими та часовими інтервалами. У зв'язку з неточністю одержуваної інформації, відсутністю надійних методів прогнозування впливу комплексу цих факторів у нашій практиці проєктування для розрахункового технологічного режиму робочі дебіти, виходячи з досвіду розробки, ми приймали значно нижче за гранично допустимі дебіти, отримані в результаті короточасних гідродинамічних досліджень. Практичні технологічні режими можуть бути нижчими від розрахункових, що приймаються в проєктах ОПЕ, оснований на результатах короточасних гідродинамічних досліджень, проведених до початку розробки, за якими, як правило, негативних наслідків не спостерігається. Яскравим прикладом можуть бути перші розвідувальні свердловини на Ведмежому і Уренгойському родовищах, якими були отримані робочі дебіти 3 – 4 млн м³/доб без руйнування привибійної зони пласта; у подальшому під час експлуатації картина різко змінилася, і руйнування пласта спостерігається при значно нижчих дебітах.

Як показав ретроспективний аналіз багаторічної експлуатації за багатьма родовищами, фактичні дебіти та депресії часто через відставання бурових робіт та облаштування промислів були значно вищими за енергозберігаючі режими, що призводило до негативних наслідків, таких як руйнування пласта, пусководопрояви, деформація колон та НКТ та ін. Щоб їх уникнути необхідно не виходити за межі енергозберігаючих режимів, тим самим забезпечуючи зниження кількості капітальних ремонтів свердловин та їх виборчого обводнення, а як наслідок, підвищення газовіддачі пластів.

Розглянемо основні та історичні аспекти, умови та фактори, що впливають на технологічний режим експлуатації газових свердловин.

У вітчизняній та зарубіжній літературі практично відсутні великі дослідження з технологічних режимів експлуатації нафтових та газових свердловин. Особливо їх мало на практиці експлуатації свердловин та їх методологічного зв'язку з проєктними та прогностичними розрахунками технологічних режимів розробки родовищ.

Дослідження питань, пов'язаних із ТРЕС, почалося на другому етапі розвитку наукових засад проектування систем розробки родовищ, викладених у роботі І.Н. Стрижова і Н.Є. Ходановича і продовжено у роботі [6].

Перші пропозиції встановлення ТРЕС, виходячи з гранично допустимого дебіту газу без руйнування пласта, містилися в проєкті розробки Султангулівського родовища. Там як критерій було запропоновано дотримання ТРЕС постійної швидкості фільтрації на вибої свердловин і розглядалися різні способи вимірювання кількості піску, в тому числі шляхом встановлення спеціальних сіток і фільтрів при дослідженні свердловин, які не знайшли застосування. Надалі широко використовувався породовловлювач, запропонований О.В. Левикіним, оснований на використанні відцентрових сил [6]. Гідродинамічні розрахунки у цьому проєкті виконувались згідно із законом Дарсі. Тоді ж І.М. Стрижов поставив проблему дослідження ТРЕС та доручив її вирішення О.В. Левикіну.

У цей період почалося створення третього етапу – традиційних наукових засад розробки як комплексної науки, що поєднує промислову геологію, гідродинаміку та галузеву економіку, яке супроводжувалося, як нам сьогодні видається, зайвою емоційністю та політичною (А.Л. Козлов та ін.) при критиці основних постулатів, викладених у роботі І.М. Стрижова. У цій роботі викладено досвід розробки, отриманий на той час на родовищах США, і міститься низка оригінальних ідей, деякі з яких не втратили своєї значущості і сьогодні.

Встановлення робочого дебіту за відсотком $Q_{a.c}$ або $Q_{св}$ представляє деяку статистичну величину, що базується на досвіді експлуатації свердловин [7].

Б.Б. Лапуком, Є.М. Мінським, О.В. Левикіним та іншими було запропоновано нові підходи до встановлення технологічного режиму роботи свердловин. При цьому стверджувалося, що необхідно відмовитися від методу встановлення робочого дебіту як певної частки $Q_{a.c}$ або $Q_{св}$, призначаючи дебіт з урахуванням всіх особливостей роботи свердловини: кривий дебіт - тиск, стійкості продуктивного горизонту, можливості підтягування води та ін.

Б.Б. Лапук писав: "Таким чином, експлуатація газових свердловин при постійному відсотку відбору супроводжується безперервним зменшенням швидкості фільтрації у вибої свердловини, а отже, по всій привибійній зоні. Якщо в початковий момент експлуатації швидкість фільтрації у вибої свердловини дорівнювала V_{max} , то з часом вона становитиме все меншу і меншу частку від V_{max} . Ясно, що в цих умовах ми відбираємо з пласта кількість газу, що безперервно зменшується, порівняно з можливим дебітом газу. З цього випливає, що підтримка постійного відсотка відбору є нераціональною".

У роботі Б.Б. Лапук писав: "Раціональним технологічним режимом є такий, при якому градієнт тиску на поверхні вибою свердловини не перевищує деякої максимально допустимої величини, за якої починається інтенсивний процес часткового руйнування вибою".

Розрахунок показників системи розробки газового родовища при нелінійному законі фільтрації газу при постійному градієнті тиску на поверхні вибою свердловини виконав 1957 р. А.І. Ширківський [5].

Починаючи з середини 50-х років у ВНДІГАЗі при проектуванні розробки газових родовищ всі розрахунки ТРЕС проводилися виходячи з двочленного закону припливу газу до вибою свердловини. При цьому велика увага приділялася визначенню початкових робочих дебітів та депресій. Вони вибиралися за результатами досліджень свердловин, які спеціально і регулярно проводили співробітники ВНІГАЗу. Тоді на основі цих досліджень були складені проекти розробки перших великих родовищ – Північно-Ставропольського, Шебелинського, Газлінського та ін. Зазначимо, що й у наступному першому етапі освоєння найбільших родовищ спеціальним гідродинамічним дослідженням розвідувальних і експлуатаційних свердловин приділялося надзвичайно багато уваги. Була створена спеціальна експедиція ВНІГАЗу в Лабитнанг, яка успішно встановила дуже високі добувні можливості свердловин, що дозволило вести розробку за допомогою надпотужних свердловин. Крім того, у ВНДІГАЗі створюється лабораторія комплексних досліджень пластів та свердловин.

1960 р. Ю.П. Коротаєв та Г.А. Зотов, виходячи з двочленного закону та методу послідовної зміни стаціонарних станів, узагальнили наукові та практичні результати щодо вибору технологічних режимів експлуатації свердловин. Були розглянуті ТРЕС: постійного дебіту $Q = const$, постійної депресії $\Delta p = const$, постійного градієнта на вибої $\Delta p = const$, постійного вибійного тиску $p_z = const$ та постійного устьового тиску $p_r = const$. Саме такий підхід отримав широке застосування протягом 35 років (1951 – 1986). На цій основі було виконано проекти розробки всіх вітчизняних газових та газоконденсатних родовищ. Практика експлуатації показала, що обмеження на дебіт, які вводилися при проектуванні розробки родовищ у вигляді розрахункових технологічних режимів, пов'язувалися переважно з можливістю руйнування привибійної зони й абразивним зношуванням свердловинного та поверхневого обладнання. Серйозні спеціальні теоретичні та експериментальні дослідження з цього питання були відсутні, і не було контролю над роботою кожної свердловини. На практиці це, як правило, призводило до експлуатації свердловин з деякою кількістю піску, що накопичується на вибої свердловин і в сепараторах, а практичні обмеження дебіту вводилися лише при інтенсивному винесенні піску та порушенні в поверхневому обладнанні. При цьому гідродинамічні дослідження часто зводилися до формального визначення коефіцієнтів фільтраційного опору, а не розкриття фізичної сутності процесу фільтрації з урахуванням умов роботи стовбура і вибою свердловин. Роль і важливість проведення регулярних серйозних досліджень свердловин була знижена і протягом 20 років (з 1966 по 1986) практично не було нових значущих теоретичних та експериментальних досліджень. Такий підхід спричинив відносно жорсткі технологічні умови експлуатації свердловин. Цьому сприяла і концепція, коли теоретично виходячи з двочленного закону не існувало обмежень на дебіт за відсутності явного виносу породи і пластової води з вибою свердловин. У результаті, по суті, перестало бути життєвою необхідністю регулярне проведення досліджень свердловин.

1986 р. замість двочленної формули припливу газу до вибою свердловини

Ю.П. Коротаєв обґрунтовує теоретично та експериментально, шляхом проведення прецизійних акустико-гідродинамічних досліджень пористих середовищ та спеціальних гідродинамічних досліджень свердловин на Уренгойському та інших родовищах, існування двох режимів фільтрації за законом Дарсі та тричленного закону з точкою переходу між ними, що відповідає $Q_{кр}$. Виходячи з цього, він запропонував новий граничний енергозберігаючий ТРЕС $Q_{кр} = const$. (Докладніше цей ТРЕС викладено нижче).

Двочленний закон є асимптотичним наближенням до реальної фільтрації при $Q_{кр} = 0$. У всіх інших випадках, коли $Q_{кр} > 0$, він принципово не справедливий для плоскорадіальної або сферичної фільтрації через зростання зони порушення лінійного закону зі збільшенням дебіту при $0 > Q_{кр}$.

Автори роботи [5] надалі також підтвердили існування $Q_{кр}$ замість двочленної формули, але прийняли для розрахунків постійне значення $Re_{кр} = 4$. Фактично, це окремий випадок запропонованого Ю.П. Коротаєвим енергозберігаючого ТРЕС. Такий підхід не відповідає реальним умовам, тому що кожній свердловині відповідає своє, тільки їй характерне критичне значення $Re_{кр}$. Усі спроби багатьох авторів отримати одне-єдине критичне значення $Re_{кр}$, справедливе всім чи багатьом пористим середовищам, при суворій перевірці виявилися неспроможними.

У роботі І.С. Немировський пише: "Виконаний аналіз результатів дослідження свердловин показав, що для сеноманських відкладень Ведмежого, Ямбурзького та Уренгойського родовищ індикаторна крива часто має точку зламу при деякому дебіті q_0 . Результати вимірювання і їх стандартна інтерпретація з використанням загальноприйнятої двочленної формули фільтраційного потоку в слабозцементованому пористому середовищі, що руйнується.

Робота І.С. Немировського також підтверджує концепцію Ю.П. Коротаєва на існування двох законів фільтрації газу, але в запропонованих формулах не враховує зростання зони порушення лінійного закону зі збільшенням дебіту при $Q > Q_{кр}$.

7.5.1.2 Чинники, що обмежують дебіти газових та газоконденсатних свердловин

Умови, що впливають на обмеження дебіту газових свердловин, можна поділити на групи: геологічні, технологічні, технічні та економічні. Використання ретроспективного аналізу та досвіду експлуатації родовища вже на другому етапі розвитку науки дозволило вивести імовірно-статистичні закономірності поведінки як різних категорій свердловин, так і газових родовищ.

Геологічні умови

Руйнування привибійної зони. При експлуатації газових свердловин із високим дебітом може відбуватися руйнування привибійної зони. До початку розбурювання поклад знаходиться у пружно-напруженому стані. При вході долота у пласт у привибійній зоні в радіусі до 5 діаметрів стовбура вибою

створюється концентрація напружень, що призводить до зміни початкового напруженого стану. Це може призводити через пружні та зсувні деформації до зниження (іноді на порядок) проникності та міцності привибійної зони. У процесі розробки зростає різниця між гірським та пластовим тиском, що посилює деформаційні процеси зсувного характеру, що призводять до руйнування привибійної зони пласта. Виникнення акустичних коливань при $Q > Q_{кр}$ значною мірою посилює цей процес, призводячи до розхитування зерен скелета породи та сприяючи їх відриву. При значному зниженні p_T відзначається осідання земної поверхні загалом за площею покладу.

Руйнування привибійної зони пласта фіксується з винесення частинок піску і цементуючого матеріалу породи на поверхню. У літературі зазвичай руйнування привибійної зони пояснювалося лише тим, що сили зчеплення між частинками, що складають пористе середовище, руйнуються під дією великих градієнтів тиску, що виникають під час руху газу до вибою свердловини.

Якщо цей градієнт тиску перевищує якийсь максимально допустиме значення, відбувається руйнування привибійної зони. Тверді частинки, потрапляючи на вибій свердловини, змішуються з рідиною, що знаходиться там, і при недостатній швидкості виносу утворюється непроникна піщана пробка, яка перекриває частину розкритого інтервалу пласта (до 80 % розкритої перфорованої ділянки пласта). В результаті зростає депресія на працюючий інтервал, настає режим $Q > Q_{кр}$, цим посилюючи процес руйнування пласта.

Досвід показує, що в середньому нижче за черевик фонтанних труб працює інтервал пласта не більше 15 м. Експлуатація свердловин з руйнуванням привибійної зони, утворенням піщаних пробок на вибої і виносом піску на усті неприпустима жодними економічними міркуваннями. Їх слід відносити до розряду аварійних та які підлягають ремонту, якщо не вдається забезпечити експлуатацію без руйнування привибійної зони пласта.

Якщо швидкості висхідного потоку газу в стовбурі свердловини досить високі, відбувається винесення частинок на поверхню. Винесення твердих частинок з пласта може призводити до утворення піщаних пробок, а також до стирання підйомної колони труб і поверхневого обладнання частинками породи, що рухаються в потоці газу. У деяких випадках це призводить до руйнування обладнання, а великі витрати газу до відкритого фонтанування або грифоутворення. Ось чому питанню про експлуатацію продуктивних пластів, представлених слабозцементованими пухкими колекторами, що руйнуються, має приділятися особлива увага, запобігати цьому, обладнуючи спеціальними фільтрами або зміцнюючи смолами і т.п.

Практика розробки родовища показує, що невеликі кількості піску, що виносяться в процесі короточасного дослідження свердловин або короточасних продувок свердловин, як правило, істотної шкоди не завдають, якщо вони проводяться за належного контролю за домішками та досвіду дослідників.

Однак тривала експлуатація свердловин при дебітах, що призводять до руйнування привибійної зони, супроводжується великими небезпеками, створює аварійні ситуації та неприпустима.

Руйнування привибійної зони пласта, як було зазначено вище, сприяє експлуатація при $Q > Q_{кр}$, супроводжується акустичним шумом на вибої, що призводить до коливань газу та породи. При зростанні дебітів інтенсивність шуму зростає і сягає критичного значення, в якому починається руйнування пласта.

Дебіт газу, при якому починають виноситися частинки породи, та інтервал пласта, який починає руйнуватися найбільш чітко, визначають за результатами глибинних акустико-гідродинамічних досліджень. АГДМ досить чітко можливо фіксувати аж до виносу піску з кожного перфораційного каналу шляхом досліджень свердловин на різних режимах, а також характером і кількістю домішок, що збираються в сепараторах у процесі експлуатації. Якщо дебіт газу обмежується внаслідок руйнування привибійної зони у процесі експлуатації даної свердловини, слід встановлювати дебіт не вище за верхню межу закону Дарсі, тобто енергозберігаючий режим роботи свердловини. У процесі розробки значення як граничного енергозберігаючого дебіту $Q_{кр}$, так і мінімального дебіту, при якому починається руйнування пласта, знижуються.

Для збільшення граничного значення допустимої депресії в пухких колекторах та запобігання їх руйнуванню передбачаються роботи з кріплення привибійної зони та встановлення спеціальних фільтрів, а також роботи зі збільшення $Q_{кр}$.

Утворення язиків та конусів обводнення. У родовищах з активним водонапірним режимом і особливо коли газоводяний контакт знаходиться близько від нижньої позначки перфораційних отворів, дебіт газу обмежують внаслідок небезпеки обводнення, що головним чином залежить від перепаду тиску і стану привибійної зони і режиму фільтрації. Як показали дослідження, виникнення акустичних коливань на вибої при припливі газу за тричленним законом сприяє підтягуванню води до вибою свердловини, в першу чергу, високопроникних пропластків.

Утворення конусів подошовної води та прорив крайової води в свердловини можуть призвести до істотного зниження проникності привибійної зони і навіть практичного припинення надходження газу в свердловину.

Техніка експлуатації газових свердловин не дозволяє видобувати газ зі значним вмістом води, тому що виникла при цьому необхідність транспортування промисловими газопроводами і сепарації значної кількості води призводить до ускладнення і подорожчання системи облаштування газопромислу.

Можливість передчасного обводнення свердловини визначається здебільшого відстанню від вибою до дзеркала подошовних вод або до контуру крайових вод, проникністю пласта по вертикалі та горизонталі, ступенем неоднорідності колекторів та режимів експлуатації свердловини. Існують певний оптимальний режим і певний ступінь розкриття пласта, що дозволяють забезпечити так званий граничний безводний дебіт свердловини.

Слід зазначити, що прорив вибою конусом подошовної води чи надходження контурних вод, як свідчить досвід, може бути ліквідований простим закриттям свердловини. Зазвичай у цьому випадку доводиться в

свердловині проводити спеціальні роботи з ізоляції пропластків, що обводняються.

Ретроспективний аналіз роботи свердловин на Уренгойському родовищі показав, що фільтрація при порушенні закону Дарсі сприяє вибіркового просуванню води.

Експлуатація газових свердловин, що мають підшовну воду, призводить до зменшення дебіту газу та збільшення кількості води, що сприяє корозії обладнання. Тому при експлуатації таких свердловин, як правило, слід встановити дебіт, а отже, і депресію, за якої свердловини не обводняються. Обнадійливі результати за прогнозом обводнення свердловин Оренбурзького родовища отримані застосуванням С.Л. Критською та К.Р. Маргуловим методу розпізнавання образів.

Дебіт газу та максимальну депресію, при яких не відбувається прорив підшовних вод, оцінюють розрахунковим шляхом і перевіряють дуже обережно дослідним шляхом, експлуатуючи свердловину на різних режимах і контролюючи при цьому надходження рідини на вибій свердловини.

Граничний безводний дебіт, що дозволяє вести експлуатацію без прориву конуса води в газову свердловину, можна оцінити за формулою

$$Q = \frac{2\pi k h^2 \rho_v p_{пл}}{\mu p_{ст}} q^3,$$

де Q – граничний безводний дебіт газу, $\text{см}^3/\text{с}$; k – проникність у горизонтальному напрямку, мкм^2 ; h – товщина газоносної частини від покрівлі продуктивного пласта до контакту газ - вода, см ; ρ_v – щільність води у пластових умовах, $\text{кг}/\text{см}^3$; $p_{пл}$ – абсолютний тиск на контурі R_K , МПа; R_K – радіус контуру живлення, см ; μ – в'язкість газу, $\text{Па}\cdot\text{с}$; $p_{ст} = 0,103$ МПа; q – безрозмірний граничний безводний дебіт, що визначається з рис. 7.13

залежно від величини $p = \frac{Rk}{h\sqrt{k/k_v}}$ та ступеня розкриття $q = h_{вск} / h$; $h_{вск}$ – розкрита товщина пласта, см ; k_v – проникність у вертикальному напрямку.

Знаючи граничний безводний дебіт, визначаємо гранично допустиму депресію:

$$\text{при } Q < Q_{кр} \quad \Delta p = p_k - \sqrt{p_k^2 - aQ};$$

$$\text{при } Q > Q_{кр} \quad \Delta p = p_k - \sqrt{p_k^2 - aQ - \bar{b}Q_{кр}Q + \bar{b}Q\bar{Q}},$$

де a , b – коефіцієнти фільтраційного опору; $Q_{кр}$ – критичний дебіт, що визначають за даними досліджень свердловин,

$$\bar{Q} = Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}.$$

Умовність оцінки граничного безводного дебіту пов'язана зазвичай з

невизначеністю інформації про неоднорідність пласта, в результаті їх точність не більше 50%, про що свідчать отримані промислові перевірки.

У процесі розробки родовища за загального підйому контакту газ – вода граничні безводні дебіти і депресії по свердловині зменшуватимуться. Для цих умов також технологічний режим граничного безводного дебіту не повинен перевищувати значення енергозберігаючого дебіту.

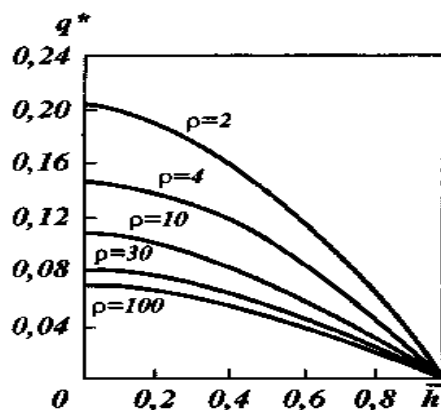


Рисунок 7.13 – Залежність q^* від h

Технологічні умови

До цих умов, які впливають на вибір режиму роботи свердловини, можна віднести такі:

- скупчення рідини в стовбурі та на вибої;
- утворення гідратів у стовбурі у привибійній зоні пласта;
- забезпечення оптимальних умов при обробці газу;
- необхідність очищення вибою від рідини та твердих частинок;
- забезпечення мінімуму пластових втрат тиску.

Природні гази за умов пласта насичені парами вологи. При зміні термодинамічної рівноваги під час експлуатації родовища на вибої у стовбурі свердловини можуть створюватися умови, сприятливі для утворення кристалогідратів. Особливо це відноситься до родовищ, пластова температура в яких близька до рівноважних умов гідратуутворення.

Утворення кристалогідратів створює серйозні труднощі при експлуатації свердловин, викликаючи зміну їх продуктивності і навіть припиняючи подачу газу зі свердловин внаслідок формування проб, обмерзання обладнання і т.д.

При встановленні технологічного режиму експлуатації свердловин доводиться зважати на можливість утворення кристалогідратів, передбачати заходи щодо запобігання їх утворенню і руйнуванню гідратів, що утворилися.

При експлуатації газоконденсатних родовищ одним із факторів, що обмежують дебіти свердловин, може бути необхідність одержання разом із газом максимально можливої кількості конденсату.

Необхідність видобутку конденсату зі свердловин може призводити до зменшення депресій на пласт з метою недопущення передчасного випадання конденсату у пласті. Може також виникнути необхідність зменшення діаметра фонтанних труб для забезпечення виносу конденсату з вибоїв свердловин, а

також отримання більш високого тиску на вході до установки низькотемпературної сепарації.

Технічні умови

До цих умов, що впливають на дебіт газу, можна віднести:

– незадовільний стан вибою та підземного обладнання, зокрема, утворення пісочно-глинистих пробок. У низці випадків вибій засмічується брудом, який усувається продуванням або промиванням вибою. Поліпшити умови винесення рідини та твердих частинок із вибою можна збільшенням глибини спуску НКТ;

– недоброякісність цементу колон, що може призвести до прориву верхніх або нижніх вод. У цьому випадку проводяться роботи з ізоляції припливу вод;

– обмежена пропускна здатність НКТ газозбірних мереж та промислових споруд з підготовки газу до транспортування. В цьому разі експлуатація свердловин ведеться при обмежених дебітах, вживаючи заходів для збільшення дебіту газу шляхом збільшення діаметрів НКТ. Можуть також прокладатися шлейфи більшого діаметра або паралельні шлейфи поруч із існуючими, збільшуватися пропускна здатність сепараційних споруд тощо. У деяких випадках застосовують спеціальні покриття внутрішньої поверхні труб для зменшення коефіцієнта гідравлічного опору;

– негерметичність обсадної колони, що може спричинити приплив води або витік газу. У таких свердловинах необхідно проводити ремонтні роботи;

– змінання НКТ та обсадних колон або порушення їх суцільності можуть бути викликані розтепленням ММП при експлуатації, деформацією та руйнуванням привибійної зони пласта при високих депресіях, осіданням земної поверхні при зниженні пластового тиску;

– небезпека розриву колони обсадних труб, що може мати місце в розвідувальних свердловинах при несподіваному аномально високому пластовому тиску вище за розрахунковий, в яких помилково встановлено устьове обладнання або спущені експлуатаційні колони, розраховані на тиск менше фактичного; ці свердловини підлягають ремонту. У таких свердловинах при дослідженні знижувати дебіт менше від допустимого і зупиняти їх для вимірювання пластового тиску не можна;

– експлуатаційну колону та інше обладнання для свердловин розраховують на міцність і збереження стійкості при зниженні тиску в ній до атмосферного, щоб свердловину можна було надійно експлуатувати протягом усього періоду розробки родовища;

– небезпека вібрації наземного та підземного обладнання, встановленого на усті свердловини, внаслідок пульсації газового потоку при зміні тиску. Вібрація фонтанного обладнання і черевика НКГ, що спостерігається іноді при великих дебітах газу, може призвести до втоми матеріалу і руйнування устьової арматури і вибою. Для усунення вібрації фонтанної арматури слід змінити частоту власних коливань шляхом зменшення висоти арматури або збільшення її маси. Зниження дебітів газу також припиняє вібрацію обладнання та черевика НКТ;

– небезпека руйнування експлуатаційної колони, НКТ та наземного обладнання через корозію чи ерозію. На деяких родовищах внаслідок присутності в газі CO_2 , H_2S та інших збудників корозії при певних вологості газу, температурі та швидкостях потоку можливе інтенсивне руйнування труб та обладнання.

Для цих родовищ робочі дебїти свердловин необхідно призначати з урахуванням спеціальних досліджень, що проводяться протикорозійною службою, та із застосуванням відповідних інгібіторів.

Встановлення того чи іншого дебїту газу також визначається потребою у газі. Зазвичай літній період характеризується скороченням споживання, а отже, дебїт газу по свердловинах влітку зменшується, і іноді частину свердловин відключають.

В умовах ММП значне зниження дебїтів та тривала зупинка свердловин можуть призводити до зміни теплового режиму, замерзання кріолітозони, зминання колон та утворення гідратів у стовбурі свердловин.

Такими є основні фактори, що обмежують дебїти газових свердловин. Природно, що ці зазначені обмеження діють одночасно у кожному родовищі. Залежно від конкретних геолого-промислових умов, складу та властивостей газу тощо на кожному родовищі можуть бути головні та другорядні фактори, які обмежують дебїти свердловин. Керуючись цими факторами, а також потребою в газі, зараз призначаються технологічні режими експлуатації газових свердловин.

7.5.1.3 Енергозберігаючий режим експлуатації

Ю.П. Коротаєвим запропоновано енергозберігаючий технологічний режим роботи свердловин, що забезпечує надійну їх експлуатацію без ускладнень та аварій та підвищення газо- та конденсатовіддачі протягом основного терміну розробки покладу. Цей режим забезпечує отримання максимального дебїту за мінімальних втрат пластової енергії та відповідає верхній межі закону Дарсі, тобто $Q_{\text{кр}} = \text{const}$.

Критичний дебїт $Q_{\text{кр}}$ – максимальний дебїт, у якому фільтрація здійснюється за лінійним законом, тобто відповідає максимальному енергозберігаючому дебїту, коли втрати тиску пропорційні Q . При дебїтах $Q > Q_{\text{кр}}$ втрати тиску зростають інтенсивніше за рахунок впливу Q^2 . Таким чином, встановлення технологічного режиму роботи свердловин при $Q_{\text{кр}} = \text{const}$ забезпечує економію пластової енергії, дозволяє здійснювати експлуатацію свердловин без руйнування привибійної зони пласта і запобігає значною мірою вибіркового просуванню пластових вод через відсутність пружних акустичних коливань на вибої свердловин.

Енергозберігаючий режим експлуатації свердловин при $Q_{\text{кр}}$ оснований на принципово новій основі. Величина $Q_{\text{кр}}$ сама є інтегральним гідродинамічним параметром свердловини, що часто значно більшою мірою визначає умови фільтрації, ніж коефіцієнти фільтраційного опору і, більш того, величина $Q_{\text{кр}}$ зменшується з падінням $p_{\text{пд}}$, забезпечуючи тим самим надійність видобутку газу без ускладнень та аварій у процесі розробки. Для обґрунтованого застосування

$Q_{кр}$ весь термін розробки необхідно інструментально визначати характер його зміни у часі. Як показують спостереження, свердловини на завершальному етапі розробки родовищ автоматично працюють у межах справедливості закону Дарсі. За відсутності даних про характер зміни $Q_{кр}(f)$ для проєктованого родовища ця величина береться за аналогією з відомими виробленими родовищами.

Режим $Q_{кр} = const$ рекомендується не тільки як розрахунковий прогнозний, але і як практичний технологічний режим роботи свердловин. В останньому випадку він підлягає інструментальному уточненню шляхом проведення щорічних досліджень свердловин у широкому діапазоні дебітів, включаючи закон Дарсі та тричленний закон. Отже, значення $Q_{кр}$ щорічно уточнюються і встановлюються їх зміни у часі у процесі розробки, тобто регулярні щорічні дослідження стають життєвою необхідністю кожної свердловини. Одночасно уточнюються значення коефіцієнтів фільтраційного опору і НФС. У цьому зовнішня схожість з ТРЕС певного відсотка від $Q_{ас}$, оскільки його значення згодом у міру падіння $p_{пд}$ також зменшується. До досягнення гранично допустимої депресії на пласт на цей проміжок часу при оцінювальних розрахунках можна прийняти енергозберігаючий дебіт постійним у часі, що спрощує всі розрахунки. Режим $Q_{кр} = const$ придатний для будь-яких колекторів і забезпечує найбільш сприятливі умови пласта.

На думку авторів, причиною, що посилює руйнування привибійної зони, є досягнення критичних коливань породи, що мають місце при режимах роботи свердловин $Q > Q_{кр}$ та супроводжуваних ультразвуковою емісією гірських порід. По суті, на руйнування привибійної зони витрачається та частина енергії, яка пов'язана з порушенням закону Дарсі.

Тобто $\Delta p^1 = \Delta p - aQ = bQ (Q - Q_{кр})$. Величина Δp^1 , відповідна початку виносу породи, визначається експериментально.

Таким чином, для практичного забезпечення надійної експлуатації свердловин без руйнування привибійної зони слід рекомендувати експлуатацію свердловин на режимі $Q_{кр} = const$.

Звернімо увагу на різку різницю (більш ніж у 30 разів) між експлуатаційним фондом свердловин США, де він становить 293 тис. свердловин, і в нас близько 9 тис. свердловин при видобутку газу, практично більшому до 2 разів. Поряд з історичними умовами раннього розвитку газової промисловості США, де понад 25 тис. свердловин експлуатуються з дебітами до 1000 м³/доб, режим роботи свердловин у США не виходить за межі енергозберігаючого режиму $Q_{кр} = const$, який обґрунтовано багаторічним ретроспективним аналізом свердловин.

Основною причиною наявності у США величезної кількості свердловин, вважає Ю.П. Коротаєв, є практична відсутність найбільших газових родовищ з високими продуктивними характеристиками і значна роль належить низько-проникним колекторам.

Нижче наведено розрахункові формули для різних технологічних режимів експлуатації свердловин, модифіковані з урахуванням наявності $Q_{кр}$ і двох режимів фільтрації згідно із законом Дарсі та тричленним законом.

Повсюдна економія енергії тиску – одна з основних особливостей раціональної енергозберігаючої експлуатації родовищ. Рух газу в пласті, стовбурі свердловини, устаткуванні устя свердловини, маніфольдах, шлейфах, промислових газозбірних колекторах, установках комплексної підготовки газу (УКПГ) супроводжується втратами тиску. Загальні втрати тиску $\Delta p_0 = p_k - p_{пк}$ для кожної свердловини. Вони складаються із втрат

$$\Delta p_0 = \Delta p_{пд} + \Delta p_c + \Delta p_{ou} + \Delta p_{ман} + \Delta p_{шд} + \Delta p_{пк}.$$

У різних географічних, кліматичних, геологічних умовах, на різних родовищах втрати тиску у пласті $\Delta p_{пд}$, у свердловині Δp_c , устаткуванні устя Δp_{ou} , маніфольді $\Delta p_{ман}$, шлейфі $\Delta p_{шд}$, у промисловому колекторі $\Delta p_{пк}$ матимуть різне значення. Не завжди втрати тиску у пласті $\Delta p_{пд} = p_k - p_3$ суттєві порівняно із втратами тиску на інших ділянках руху газу. Наприклад, на Ведмежому родовищі $\Delta p_{пд} = 0,28 - 0,4$ МПа, тоді як втрати у стовбурі свердловини Δp_c складають 1 – 2 МПа. На Астраханському ГKM $\Delta p_{пд}$ складає 10 – 15 МПа, $\Delta p_c = 3 - 4$ МПа. Необхідно прагнути протягом усього періоду експлуатації до мінімуму загальних втрат тиску – $\Delta p_{омм}$. Тому поряд із граничним енергозберігаючим ТРЕС при $Q_{кр} = const$ доцільно проведення досліджень з обґрунтування загального енергозберігаючого ТРЕС, при якому забезпечується мінімум загальних втрат тиску від контуру області живлення до входу до промислової ДКС.

Завершальна стадія компресорного періоду експлуатації газових родовищ характеризується низькими тисками, невеликими дебітами, появою пластової води у продукції свердловин, відкладенням солей на вибої, в НКТ, устаткуванні свердловин, шлейфах, утворенні піщано-глинистих пробок на вибої свердловини. У цей період газ виносить більше конденсаційної та пластової води, механічних суспензій, солей. За цих умов навряд чи можна знайти однозначну умову відбору газу на вибої свердловини. У компресорний період падаючого видобутку газу особлива увага на багатьох газових родовищах приділяється всебічному скороченню втрат тиску на всіх ділянках шляху руху газу від контуру області живлення в пласті до прийому промислових ДКС, осушування газу та його очищення від механічних суспензій, підбору компресорних машин різних типів та їх компонування на промислових ДКС. У тих же випадках, коли режим експлуатації родовища виявився газовим, немає просування крайової або підшовної води в пласт, умови відбору газу на вибої свердловини, встановлені для періоду розробки з постійним темпом відбору газу, зберігаються і на компресорний період з падаючим темпом відбору газу.

На початку завершального етапу розробки родовищ рекомендуємо застосовувати енергозберігаючий ТРЕС у межах верхньої межі закону Дарсі. При подальшому падінні дебітів експлуатація здійснюватиметься згідно із законом Дарсі на одному з режимів $p_r = const$ або $Q = const$ зі здійсненням заходів щодо видалення рідини із вибою свердловин.

Поряд з гідродинамічною ТРЕС велике значення мають термодинамічні ТРЕС. Особливого значення ці режими набули при розробці родовищ,

приурочених до кріолітозон, забезпечення безгідратних режимів свердловин, шлейфів тощо. Ці режими мають важливе значення і для газоконденсатних родовищ.

7.5.1.4 Контроль технологічного режиму експлуатації газових свердловин за допомогою акустико-гідродинамічних комплексів

Оптимізація показників розробки родовищ, таких як технологічний режим експлуатації свердловин, регулювання розробки при природних режимах і підтримці пластового тиску, контроль за рухом межі розділу газ-вода, сайклінг-процес тощо, вимагає, по-перше, вирішення складних гідродинамічних і оптимізаційних завдань, по-друге, – створення і використання технічних засобів і методів, що дозволяють оперативно контролювати результати керуючих впливів на поклад.

Свердловина, гідродинамічно пов'язана з пластом, на стадії розвідки й експлуатації покладу є практично єдиним для спостереження інформаційним каналом, використовуваним для проведення газо- і акустико-гідродинамічних, термодинамічних, геофізичних і інших досліджень і спостережень. На ситуацію, що склалася в сучасних умовах у вітчизняній газовій промисловості, вплинула також висловлена раніше помилкова концепція, що нібито свердловина не є об'єктом автоматизації і немає необхідності безперервного контролю за устьовими параметрами її роботи.

Ефективна експлуатація родовищ природних газів значною мірою залежить від надійної роботи основного об'єкта газового промислу – свердловини. Робота свердловин визначається вибором, встановленням і підтриманням технологічного режиму. У зв'язку з цим досить актуальним є завдання створення і впровадження на промислах надійних методів і засобів контролю за технологічними режимами роботи газових свердловин.

За час існування газової промисловості методи і засоби оперативного контролю за роботою газових свердловин фактично принципово змінювалися у міру переходу від індивідуальної до групової системи збору та підготовки газу. При цьому на початковому етапі на кожній свердловині вимірювалися тиск, температура, витрата газу і кількість води безпосередньо оператором.

По суті, контроль за режимом роботи кожної свердловини на початковому етапі розвитку газової промисловості, що відноситься до кінця 40-х – початку 50-х років, був незмірно ефективніший і надійніший, ніж у даний період. Перехід до групової системи збору газу через УКПГ супроводжувався зниженням контролю за режимом роботи кожної свердловини.

Після переходу на групову систему збору контроль за устьовими параметрами свердловин став епізодичним – взяла гору тенденція, що свердловина не є об'єктом автоматизації. Проведення контролю за роботою свердловин у низці випадків пов'язано з трудомісткими і громіздкими операціями. До того ж при існуючих на промислах методах контролю при постійній нестачі транспортних та інших засобів здійснюється вкрай рідко. При

кущовому видобутку газу, коли кілька свердловин працюють в один шлейф, у процесі роботи взагалі важко точно визначати умови роботи і дебїти газу по кожній свердловині. Часто працює свердловина чи стоїть, визначають по температурі газу, приклавши руку до викидного маніфольду, або по шуму газу, що рухається.

Такий стан не задовольняє потребам галузі і не сприяє підвищенню ефективності та надійності роботи газових свердловин.

Сформована система контролю за технологічними параметрами орієнтована в основному на періодичні вимірювання на усті тиску, температури і дебїту свердловини.

Основними причинами такого становища є: відсутність чіткої ідеології в необхідності постійного контролю за режимом роботи кожної свердловини, що забезпечує надійну безаварійну експлуатацію, прийнятних за витратами і задовольняють експлуатаційним вимогам, у тому числі в складних кліматичних умовах, компактних вимірювальних засобів, розкиданість фонду експлуатаційних свердловин на великій території; відсутність цілий рік функціонуючих під'їзних шляхів, ліній електропередач і т.п. Ще більш складні екологічні умови виникають при освоєнні родовищ шельфу.

Склад продукції свердловин може змінюватися при експлуатації практично від сухого до сильно обводненого газу. Це означає, що створення універсального свердловинного витратоміра традиційними методами являє собою складне завдання. Однак у зв'язку з тим, що облік товарного газу і конденсату, підготовленого на УКПГ, здійснюють на виході технологічної лінії з допустимою точністю, то вимоги до технологічних характеристик свердловинного витратоміра можуть бути знижені. Крім того, характеристики вимірювальних засобів, створюваних на основі акустичного методу, можуть бути адаптовані до умов конкретної експлуатації свердловини, що дозволяє підвищити точність вимірювань. При цьому не потрібно створювати звужень потоку, що призводять до гідравлічних втрат і утворення гідратів.

Сучасний стан радіоелектроніки дозволяє різко знизити енергоспоживання датчиків і перетворювальних пристроїв і додатково вимірювати такі нетрадиційні параметри, як вібрація обладнання і НКТ, деформації привибійної зони пласта, НКТ і колони, загазованість, міжколонний тиск, вологовміст газу, вміст пластової води в газі тощо.

Низьке енергоспоживання дозволяє створювати малогабаритні пристрої, монтовані на викидній лінії устя свердловини, що живляться від внутрішніх акумуляторів і альтернативних джерел, які використовують сонячну і теплову енергію.

Технологічна реалізація системи контролю за експлуатацією газових свердловин повинна відповідати вимогам, що забезпечує високу надійність їх роботи протягом основного терміну експлуатації та реалізацію енергозберігаючої технології видобутку з використанням пластової енергії. Цьому сприяє повний облік специфічних особливостей конструкції й умов експлуатації свердловин.

Для вирішення зазначених вище завдань провідними фахівцями

розроблено принципово новий підхід, який полягає у створенні інформаційно-вимірювальних систем для збору і передачі даних зі свердловин на УКПГ. Основна ідея полягає в розробці компактного вимірювального модуля, що дозволяє автоматично проводити вимірювання технологічних параметрів на свердловині та передачу інформації по радіоканалу до пункту керування, де ця інформація обробляється. Передбачається автономна система електроживлення свердловинного модуля.

На основі нового підходу створено свердловинний вимірювальний комплекс для контролю за технологічним режимом роботи газових свердловин. Комплекс призначений для вимірювання тиску і температури на усті свердловини і дебіту, реєстрації твердих домішок у газовому потоці, що дозволяє вибрати, встановити і контролювати практичний технологічний режим роботи газових свердловин. Вибір і контроль за технологічним режимом здійснюються за результатами експлуатації і досліджень свердловин, що проводяться з використанням даного комплексу. Таким чином, застосування нових засобів контролю дозволяє по новому підходити до встановлення і контролю практичного ТРЕС, виходячи з забезпечення їх надійної експлуатації та енергозберігаючого дебіту.

Розроблено такі схеми контролю:

- вимірювальний вузол з переносним вторинним блоком індикації, що живиться від акумулятора автомобіля;
- вимірювальний вузол з автономним живленням від акумулятора із запам'ятовуванням певної кількості вимірів, наприклад, за місяць або за кілька попередніх днів;
- вимірювальні вузли на кожній індивідуальній свердловині куца при кількості свердловин від 9 до 24 зі збором даних на загальний приймально-передавальний вузол зі зв'язком з УКПГ по радіоканалу;
- вимірювальні вузли, що встановлюються на свердловинах морських родовищ, розташованих на експлуатаційній платформі, а також свердловинах, де є стаціонарна електрична мережа, наприклад ПСГ.

З урахуванням характеристик великих родовищ газу і проєктів їх облаштування пропонується забезпечити кожну свердловину автономним малогабаритним вузлом контролю, що дозволяє за заданою програмою, наприклад, один раз на добу, вимірювати контрольовані параметри.

Особливе значення має контроль за режимами роботи і технічним станом свердловинного устьового обладнання на родовищах природних газів з високим вмістом сірководню і вуглекислоти. В цьому випадку необхідний контроль не тільки за міжколонним тиском, але і за герметичністю з'єднань акустичними методами, а також контроль за вмістом сірководню в навколишньому середовищі.

Сибіревим С.П. і Семененко В.Ф. та ін. створено і впроваджено свердловинний акустико-гідродинамічний комплекс (АГДК) для контролю за технологічними режимами роботи і дослідження свердловин (рис. 7.14).

АГДК призначений для вимірювань тиску, температури, дебіту газу і реєстрації механічних домішок у потоці газу. Він містить два самостійні блоки: свердловинний вимірювальний вузол і вторинний прилад. Вимірювальний вузол довжиною 500 мм встановлюється на викидній лінії на горизонтальній ділянці, на якому розміщені датчики тиску, температури, витрати, реєстратор твердих домішок у потоці газу, а також плати електронних перетворювачів.

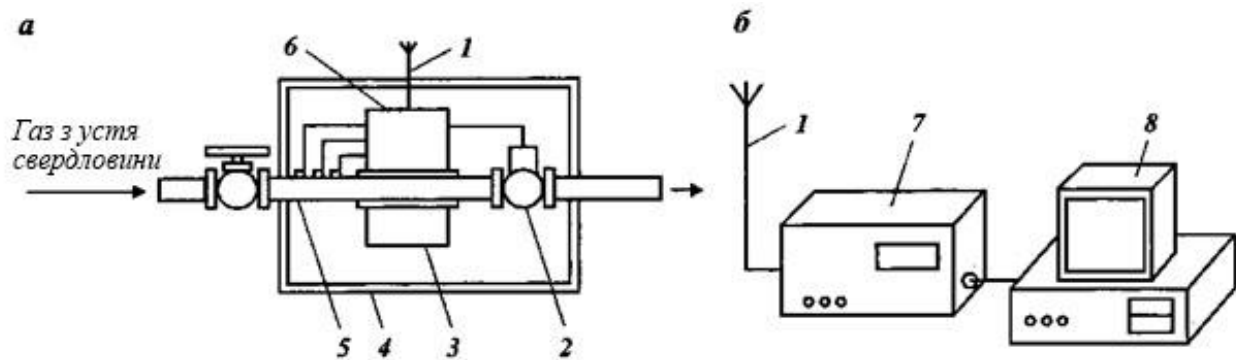


Рисунок 7.14 – Радіофікований комплекс дистанційного контролю і керування режимом роботи свердловин:

а – свердловинний вимірювально-керуючий модуль (СВКМ); б – центральний диспетчерський пункт на УКПГ; 1 – антена; 2 – засувка з електроприводом; 3 – автономне джерело живлення; 4 – захисний кожух; 5 – датчики витрати газу і конденсату, тиску, температури; 6 – блок електронної апаратури; 7 – пульт опитування свердловин; 8 – ПЕОМ

З метою термостабілізації режиму роботи датчиків і електронних перетворювачів і для захисту від зовнішніх кліматичних умов на вимірювальній ділянці закріплюється роз'ємний металевий кожух з теплоізоляцією (рис. 7.15). Комплекс включає вимірювальний блок, який встановлюється на викидній лінії кожної свердловини, а також блок прийому й обробки інформації на УКПГ.

Вимірювальний блок являє собою вставку в технологічну об'язку свердловини зазвичай на фланцевих з'єднаннях. Містить групу датчиків, пристрої попереднього перетворення і передачі інформації й автономну систему енергопостачання. Система енергопостачання побудована з використанням перетворювачів природних джерел енергії – сонячної та теплової.

Для роботи комплексу не потрібно електрифікації свердловин і провідних ліній зв'язку. Передача вимірюваної інформації здійснюється по радіоканалу на УКПГ.

Максимальна відстань між пунктом (УКПГ) і контрольованою свердловиною становить 50 км, а максимальна кількість контрольованих свердловин з одного пункту керування – 256.

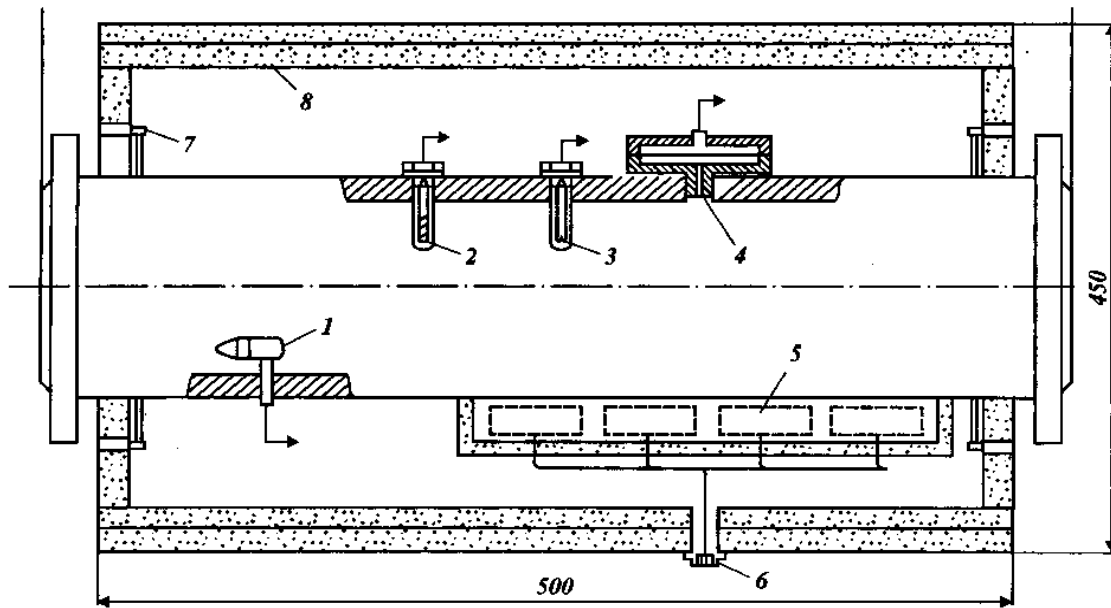


Рисунок 7.15 – Вимірювальний блок для контролю за технологічним режимом роботи свердловин:

1 – датчик витрати; 2 – датчик твердих частинок; 3 – датчик температури; 4 – датчик тиску; 5 – блок електронних перетворювачів; 6 – семиштирьковий роз'єм; 7 – замки; 8 – теплоізоляційний кожух

Свердловинний вимірювальний модуль має 16 інформаційних вимірювальних каналів, з них у даний час п'ять є робочими. Застосовувані датчики дозволяють проводити вимірювання стосовно родовищ у таких діапазонах: тиску 0,5 – 30 МПа; температури 0 – 50°C; дебіту 100 – 2500 тис. м³/добу. Наявність твердих домішок реєструється при концентрації останніх в потоці газу більше 3 г/м³. Для інших умов діапазон вимірюваних параметрів вибирається замовником виходячи з особливостей родовища і свердловин. Свердловинний модуль здатний надійно працювати в широкому діапазоні температур навколишнього середовища мінус 60 – 35 °С.

До складу вимірювального комплексу входять (рис. 7.16) пункт керування (ПУ), що встановлюється на УКПГ, і свердловинні вимірювальні модулі (СВМ), що встановлюються на свердловинах. Взаємодія ПУ і СВМ здійснюється по лініях радіозв'язку. До складу ПУ входять апаратура лінії передачі інформації (ЛПІ) і пульт опитування свердловин (ПОС). Апаратура лінії передачі інформації на ПУ і СВМ організовує лінію зв'язку (радіоканал) ПУ-СВМ-ПУ.

Свердловинний модуль включає групу датчиків Д1-Д5, підсилювачі датчиків У1-У5, пристрій підготовки інформації, лінію передачі інформації (ЛПІ) і автономну систему електроживлення.

Пульт опитування свердловин здійснює керування апаратурою ЛПІ, контроль за достовірністю прийнятої інформації. Пристрій підготовки інформації здійснює комутацію сигналів з підсилювачів, усереднення і перетворення результату усереднення в цифровий код, зберігання інформації і керування апаратурою ЛПІ в вимірювальному вузлі.

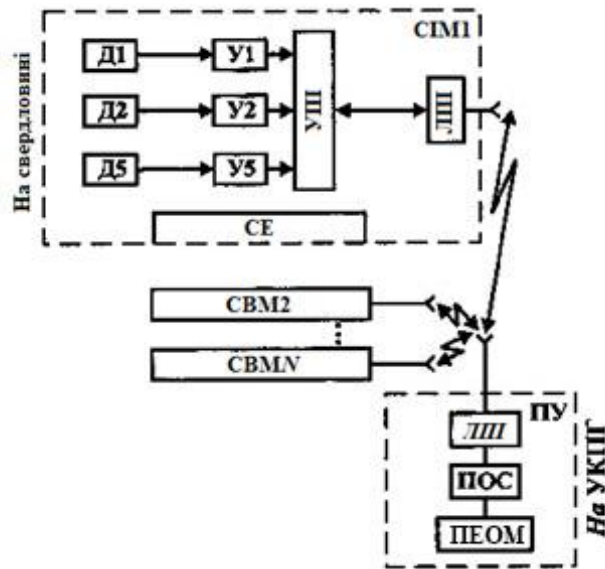


Рисунок 7.16 – Структурна схема АГДК

У процесі роботи комплексу відбувається обмін інформацією між усіма свердловинними модулями і пунктом керування.

Можлива організація різних циклів роботи комплексу:

- автоматичний або здійснюваний за ініціативи оператора опитування свердловинних модулів за всіма або кількома параметрами;
- опитування свердловинних модулів за обраним параметром з подальшим повторенням циклу за наступним параметром і т.п.;
- індивідуальне опитування свердловинних модулів.

Інформація зі свердловин, яка надходить до пункту керування, записується в пам'ять пульта опитування свердловин, відображається на моніторі на вимогу оператора і виводиться на друк. Інформація з пульта опитування може бути передана з УКПГ в комп'ютер верхнього рівня, наприклад, в об'єднання для подальшої обробки і зберігання.

Основним елементом свердловинного вимірювального комплексу є свердловинний модуль. До модуля пред'являються такі вимоги: механічна міцність; зручність в монтажі, демонтажі й обслуговуванні; пиловологонепроникність; надійна теплоізоляція, що забезпечує працездатність при температурі навколишнього середовища до -60 °С; захист від несанкціонованого доступу; мінімальне енергоспоживання; іскро- і вибухобезпека.

У конструктивному відношенні модуль підрозділяється на механічну частину, вимірювальний блок, електричну і радіотелеметричну частини. Свердловинний модуль виконаний у вигляді теплоізованого вузла з високим ступенем захисту від кліматичних факторів. Розміщується модуль на викидній лінії газової свердловини (рис. 7.17). Корпус модуля являє собою циліндричну оболонку, що складається з двох півциліндрів, з'єднаних один з одним шарніром.

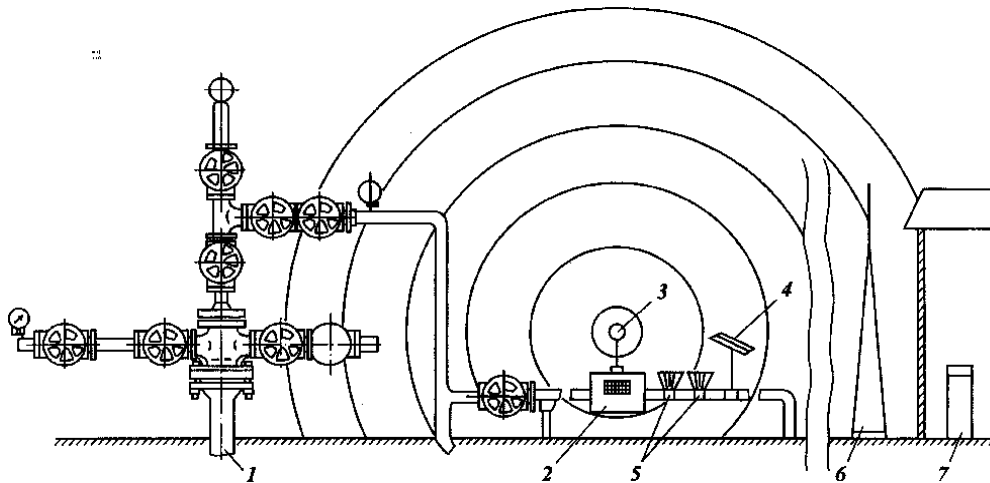


Рисунок 7.17 – Схема розміщення АГДК контролю за технологічним режимом роботи газових свердловин:

1 – газова свердловина; 2 – свердловинний вимірювальний модуль; 3 – антена; 4 – сонячна батарея; 5 – термогенератори; 6 – приймальна антена; 7 – приймальний пульт

Вибухобезпечність модуля забезпечена роботою електричних ланцюгів в іскробезпечних режимах. Теплоізоляція модуля забезпечується за рахунок покриття внутрішньої поверхні корпусу литим спіненим пінополіуретаном. Джерелом тепла всередині корпусу модуля є газова труба, по якій тече теплий газ. Для збільшення теплоз'єму на трубі встановлено радіатори. Проведена експериментальна перевірка в промислових умовах підтвердила працездатність СВМ при вкрай низьких температурах навколишнього середовища.

Джерело електроживлення і радіоелектронна апаратура розміщені в контейнерах, які кріпляться на маніфольді устя свердловини. Вимірювальний блок складається з датчиків, за допомогою яких проводяться безпосередні вимірювання технологічних параметрів.

Дебіт газу визначається оригінальним акустичним датчиком, що вимірює звуковий тиск. Кількісні співвідношення для дебіту забезпечуються напівемпіричною кореляцією між значенням звукового тиску і кількістю в трубі газу, що протікає.

У спектрі вихідного сигналу акустичного датчика виділено інформативні частотні області, в яких у широкому динамічному діапазоні існує стійкий кореляційний зв'язок між середньоквадратичним значенням сигналу і витратою газу. Такі частотні області визначено і використано при побудові вимірювального каналу витрати.

В АГДК використано первинні перетворювачі датчика тиску і датчика температури.

Для визначення дебіту і реєстрації механічних домішок у вимірювальному вузлі застосовано акустичні датчики.

Реєстрація інформації про вимірювані параметри проводиться за допомогою вторинного приладу.

Відсутність електричних мереж у важкодоступних районах поставила перед необхідністю розробки автономної системи електроживлення свердловинного вимірювального модуля. Як джерело електроживлення обрана

акумуляторна батарея ємністю 11 А·год і напругою 12 В. Енергоспоживання свердловинного модуля протягом доби – 0,045 А·год.

Акумуляторна батарея може працювати без підзарядки близько 3 міс. Свердловинний модуль може працювати без обслуговування протягом року. Для заповнення ємності акумуляторної батареї розроблено зарядний пристрій на базі поновлюваних джерел – сонячної батареї (СБ) і термоелектричного генератора (ТЕГ).

Зазначені джерела не потребують експлуатаційного обслуговування, екологічно чисті, надійно працюють. Розробка СБ проводилася на основі сонячного кадастру Уренгойського родовища, згідно з яким СБ ефективна в літні місяці – з травня по серпень. На свердловинному модулі використовуються дві СБ потужністю 1,5 Вт кожна, які встановлено на корпусі модуля й орієнтовано в протилежні сторони. Середня потужність сонячних батарей має кратний (2 – 4) запас у порівнянні з середньою потужністю, що витрачається вимірювальним модулем.

В умовах полярної ночі основним джерелом струму є термоелектричний генератор, який використовує перепад температур між газовою трубою і навколишнім середовищем. Температура газу на усті свердловини знаходиться в межах 15 – 20°C, а температура навколишнього середовища змінюється в широких межах. При температурі навколишнього середовища – 10°C ТЕГ може розвивати потужність, що перевищує 1 Вт. Електричні характеристики СБ і ТЕГ залежать від освітленості та температури навколишнього середовища і змінюються в широкому діапазоні.

Автоматизований АГДК з передачею даних по радіоканалу на УКПГ був випробуваний на Уренгойському родовищі. Для цього були використані портативні радіостанції на приймальній і передавальній сторонах. Потужність передавача становила 3 Вт на антені.

Випробування показали стійкість зв'язку і надійність передачі даних на відстані від 6 км до 15 км між свердловиною і УКПГ.

Розрахунок дебіту акустичним способом проводився за формулою:

$$Q = \sqrt[3]{Y(p/Tz)^2},$$

де Q – дебіт газу; Y – рівень звукового тиску в інформативному діапазоні частот; z – коефіцієнт надстисливості; p , T – тиск і температура газу в точці виміру, виміряні АГДК.

Широке впровадження запропонованих автоматизованих АГДК дозволяє забезпечити надійний контроль за технологічними режимами роботи свердловин, забезпечуючи безаварійну їх експлуатацію, не допускаючи руйнування пласта і виносу піску, підтягування конусів та язиків води, а за необхідності – контроль за їх кількістю.

Виникнення аварійних ситуацій передбачає відключення свердловин.

Таким чином, впровадження пропонованих засобів контролю за режимами свердловин дозволяє істотно знизити невизначеність в системі керування розробкою й експлуатацією газових родовищ, підвищити надійність

подачі газу і конденсату, безпеку й екологічну захищеність навколишнього середовища.

Наявність АГДК дозволяє чітко встановлювати і підтримувати технологічний енергозберігаючий режим експлуатації свердловин.

У подальшому було модернізовано Ю.П. Коротаєвим і Д.І. Івановим, що дозволило не тільки виконувати функції контролю, а й керуючі функції, автоматичне відкриття та закриття свердловини і підтримання заданого ТРЕС.

7.5.1.5 Одночасна роздільна експлуатація декількох пластів однією свердловиною

Досвід розробки нафтових і газових родовищ показує, що більше половини всіх капітальних вкладень припадає на буріння свердловин. Крім того, не завжди в пластах містяться рентабельні для вилучення самостійною сіткою свердловин запаси нафти і газу. Зменшити витрати на буріння свердловин і зробити рентабельною видобуток нафти і газу з пластів з невеликими запасами дозволяє одночасна роздільна експлуатація декількох пластів однією свердловиною (ОРЕ).

Метод ОРЕ полягає в тому, що пласти в свердловині роз'єднуються за допомогою спеціальних пристроїв (пакерів) і для кожного пласта створюються окремі канали для виходу продукції на поверхню, забезпечені відповідним обладнанням.

Принципові схеми ОРЕ наведено на рис. 7.18 (насосне обладнання, фільтри, якорі умовно не показані). При одночасній експлуатації двох пластів з одним пакером (рис. 7.18, *а*) продукція нижнього пласта відводиться по підйомній трубі, нижнього – по міжтрубному простору. У разі одночасної експлуатації трьох пластів з двома пакерами (рис. 7.18, *б*) використовуються дві підйомні труби, а з трьома пакерами (рис. 7.18, *в*) – три труби.

Продукція різних пластів доставляється на поверхню окремо, що дозволяє не змішувати різносортні (наприклад, високосірчані та малосірчані) нафти. Більш того, одночасно помилково добувати з одного пласта нафту, а з іншого – газ. Різними можуть бути і способи експлуатації різних пластів. Згідно з термінологією прийнято для стисливості іменувати ту чи іншу технологічну схему спільної експлуатації назвою способу експлуатації спочатку нижнього, а потім верхнього пласта.

Наприклад, схема насос-фонтан означає, що нижній пласт експлуатується насосним способом, а верхній – фонтанним.

Можливості роздільної експлуатації пластів через одну свердловину істотно залежать від діаметра експлуатаційної колони. Якщо він малий (менше 168 мм), то діаметри підйомних труб невеликі і їх гідравлічний опір є підвищеним, що негативно позначається на дебіті свердловин.

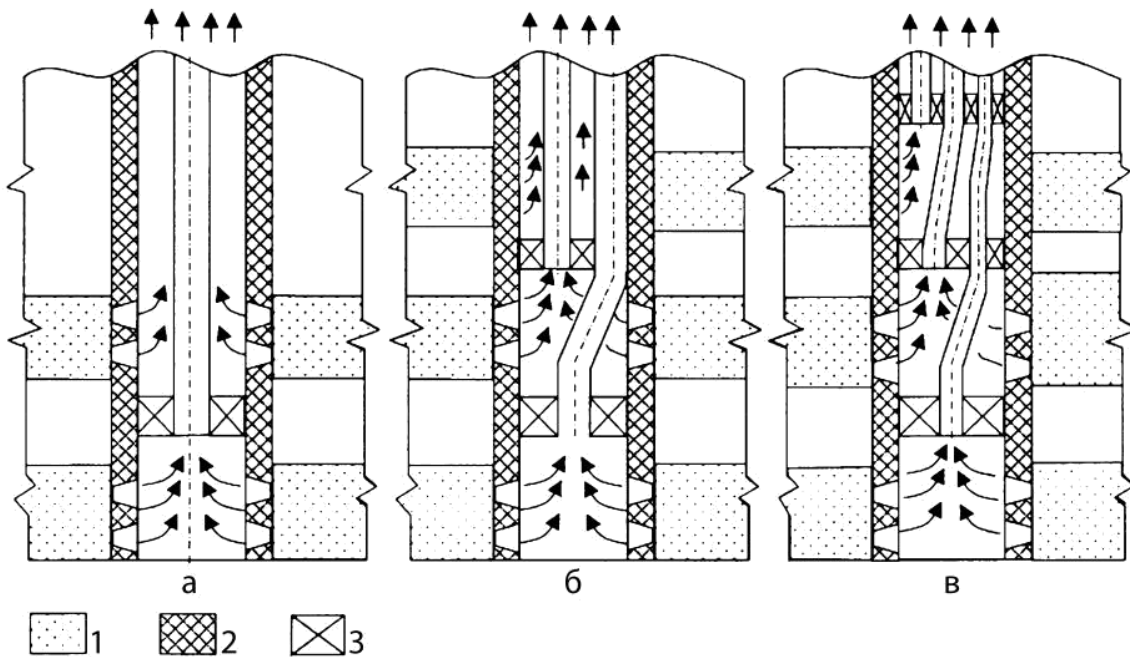


Рисунок 7.18 – Принципові схеми ОРЕ:

а – експлуатація двох пластів з одним пакером; б – експлуатація трьох пластів з двома пакерами; в – експлуатація трьох пластів з трьома пакерами

7.5.2 Експлуатація нафтових свердловин

Всі відомі способи експлуатації свердловин поділяються на такі групи:

- фонтанний, коли нафта витягується з свердловин самовиливом;
- газліфтний – за допомогою енергії стисненого газу, що вводиться в свердловину ззовні;
- насосний – витягання нафти за допомогою насосів різних типів.

Вибір способу експлуатації нафтових свердловин залежить від величини пластового тиску і глибини залягання пласта.

7.5.2.1 Фонтанний спосіб експлуатації свердловин

Фонтанний спосіб експлуатації свердловин застосовується, якщо пластовий тиск у покладі великий (рис. 7.19). У цьому випадку нафта фонтанує, піднімаючись на поверхню по насосно-компресорних трубах за рахунок пластової енергії. Фонтанування свердловин може відбуватися під дією гідростатичного напору, а також енергії розширення газу.

Практично фонтанування тільки під дією гідростатичного напору зустрічається дуже рідко. У більшості випадків разом з нафтою в пласті знаходиться газ, і він грає головну роль у фонтануванні свердловин.

У нафтових покладах, де тиск насичення нафти газом дорівнює пластовому тиску газ робить подвійну роботу: виділяючись в пласті він виштовхує нафту, а в трубах піднімає її на поверхню.

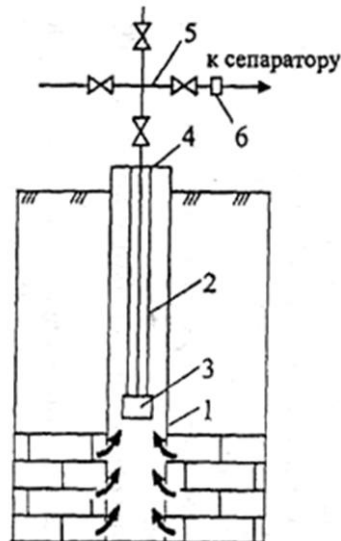


Рисунок 7.19 – Облаштування свердловини для фонтанного видобутку нафти:

1 – експлуатаційна колона; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – черевик; 4 – фланець; 5 – фонтанна арматура; 6 – штуцер

Для деяких режимів характерно вміст у нафті газу, що знаходиться в розчиненому стані і не виділяється з нафти в межах пласта. В цьому випадку в міру підйому рідини в свердловині тиск знижується і на деякій відстані від вибою досягає величини, що дорівнює тиску насичення, і з рідини починає виділятися газ, який сприяє подальшому підйому рідини на поверхню.

Устаткування будь-якої свердловини, в тому числі фонтанної, має забезпечувати відбір продукції в заданому режимі і можливість проведення необхідних технологічних операцій з урахуванням охорони надр, навколишнього середовища і запобігання аварійних ситуацій. Воно підрозділяється на свердловинне (підземне) і устьове (земне).

Свердловинне обладнання

При одній і тій ж кількості газу не в кожній свердловині можна отримати фонтанування. Якщо кількість газу досить для фонтанування в 150-міліметровій свердловині, то його може не вистачити для 200-міліметрової свердловини.

Суміш нафти і газу, що рухається в свердловині, являє собою чергування прошарків нафти з прошарками газу: чим більше діаметр підйомних труб, тим більше треба газу для підйому нафти.

У практиці відомі випадки, коли свердловини великих діаметрів (150, 300 мм), пробурені на високопродуктивні пласти з великим тиском, відрізнялися високою продуктивністю, але фонтанування їх в більшості випадків було досить нетривалим. Іноді зустрічаються свердловини, які за звичайних умов не фонтанують, хоча тиск у пласті високий.

Після спуску в такі свердловини ліфтових труб малого діаметра вдається досягти фонтанування. Тому з метою раціонального використання енергії розширення газу всі свердловини, де очікується фонтанування, перед освоєнням обладнують насосно-компресорними трубами (НКТ).

Насосно-компресорні труби, як і бурильні, бувають з гладкими та висадженими (рівноміцними) кінцями. За довжиною НКТ поділяють на три групи: I – від 5,5 м до 8 м; II – 8 – 8,5 м; III – 8,5 – 10 м. Виготовляють НКТ із сталей п'яти груп міцності (у порядку зростання): Д, К, Е, Л, М. Усі НКТ та муфти до них, крім гладких групи міцності Д, піддаються термообробці.

Відомості про діаметри та товщину стінки НКТ наведено в табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Характеристики насосно-компресорних труб

Умовний діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Внутрішній діаметр, мм
48	4,0	40
60	5,0	50
73	5,5	62
89	6,5	76
102	6,5	89
114	7,0	100

Труби маркуються біля муфтового кінця. На клеймі вказують умовний діаметр і товщину стінки (мм), товарний знак заводу, групу міцності (літера), місяць і рік випуску.

Для зменшення власної ваги труб, за необхідності їх спуску на велику глибину, застосовують ступінчасту колону НКТ з малим діаметром унизу та великим вгорі.

Діаметр підйомних труб підбирають дослідним шляхом залежно від очікуваного дебіту, пластового тиску, глибини свердловини й умов експлуатації. Труби опускають до фільтра експлуатаційної колони.

Устьове обладнання

Умови експлуатації фонтанних свердловин вимагають герметизації їх устя, роз'єднання міжтрубного простору, направлення продукції свердловин в пункти збору нафти і газу, а також за необхідності повного закриття свердловини під тиском. Ці вимоги виконуються при установленні на усті фонтануючої свердловини колонної головки і фонтанної арматури з маніфольдом.

Колона головка призначена для з'єднання верхніх – решт обсадних колон (кондуктора, технічних і обсадних труб), герметизації міжтрубних просторів і слугує опорою для фонтанної арматури.

Фонтанна арматура складається в свою чергу з трубної головки і фонтанної ялинки.

Трубна головка слугує для обв'язки одного або двох рядів фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору між експлуатаційною колоною та фонтанними трубами, а також для проведення технологічних операцій при освоєнні, експлуатації та ремонті свердловини. Зазвичай трубна головка являє собою хрестовину з двома бічними відведеннями і трубною підвіскою. Бічні

відводи дозволяють закачувати в міжтрубний простір воду і глинистий розчин при глушінні свердловини, інгібітори гідратуутворення і корозії, вимірювати затрубний тиск (манометром), а також відбирати газ з нього. Трубна головка монтується безпосередньо на колонній голівці.

Фонтанна ялинка призначена для керування потоком продукції свердловини і регулювання його параметрів, а також для встановлення манометрів, термометрів і пристосувань для спуску службовців і підйому глибинних приладів. Ялинка складається з вертикального стовбура і бічних відводів-викидів (струн). На кожному відведенні встановлюють по дві засувки: робочу і резервну (найближчу до стовбура). На стовбурі встановлені корінна (головна, центральна) і буферна засувки. На відводах є «кишені» для термометрів і штуцери для манометрів, а також для регулювання витрат. Стовбур закінчується буфером з манометром.

Фонтанні ялинки по конструкції поділяють на хрестові та трійникові. До складу стовбура хрестової ялинки входить хрестовина, до якої і кріпляться відводи-викиди (рис. 7.20) Кожен з них може бути робочим. Тоді другий є резервним. До конструкції стовбура трійникової ялинки входять трійники, до яких приєднуються викидні лінії – верхня, яка є робочою, і нижня, що є резервною (рис. 7.21). Такий розподіл «ролей» пов'язано з тим, що трійникова арматура, як правило, застосовується в свердловинах, в продукції яких міститься пісок або мул.

Для забезпечення тривалої і безперебійної роботи свердловин в фонтанному режимі експлуатації велике значення має регулювання пластової енергії за рахунок зміни об'єму нафти, що надходить зі свердловини і званого дебітом свердловин. Для обмеження дебіту свердловин в бічному відведенні фонтанної ялинки встановлюють змінний штуцер-вставку зі зносостійкого матеріалу з каліброваним отвором строго певного діаметра (рис. 7.22). Діаметр штуцера визначає кількість нафти, що надходить зі свердловини, залежно від прийнятого режиму роботи свердловини. Зазвичай діаметр штуцера дорівнює 3 – 15 мм і більше.

Можуть застосовуватися швидкозмінні та швидко регульовані вибійні штуцери, які встановлюють у фонтанних трубах на будь-якій глибині й утримують пакерами. Спуск і підйом вибійних штуцерів здійснюють на сталевому канаті за допомогою лебідки.

Маніфольд – система труб і відводів із засувками або кранами – слугує для з'єднання фонтанної арматури з трубопроводом, по якому продукція свердловини надходить на групову замірну установку (ГЗУ). Він передбачає наявність двох практично ідентичних обв'язок (робоча і резервна), в кожній з яких є регульований штуцер, вентилі для відбору проб рідини і газу, запірний пристрій для скидання продукції на факел або в земляну комору і запобіжний клапан.

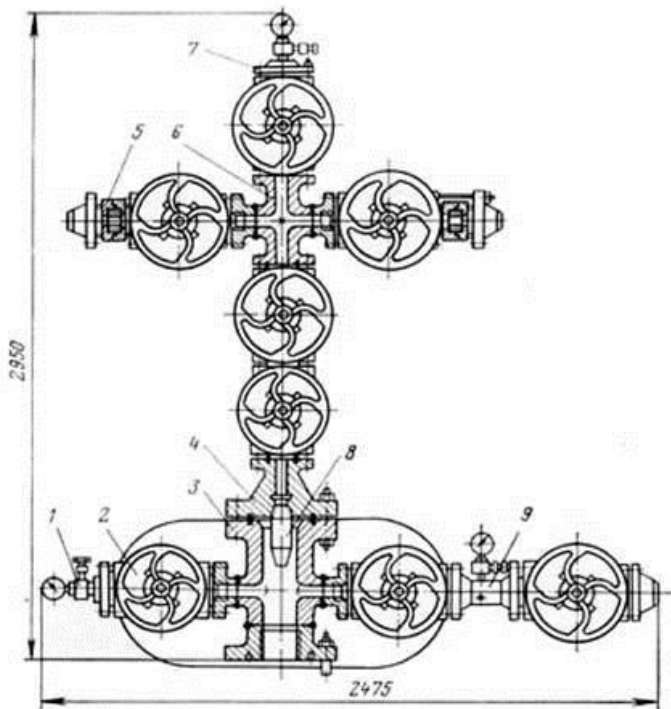


Рисунок 7.20 - Фонтанна хрестова арматура (4АФК-50-700) високого тиску (70 МПа) для однорядного підйомника:

1 – вентиль; 2 – засувка; 3 – хрестовина;
4 – котушка для підвіски НКТ; 5 – штубок;
6 – хрестовини ялинки; 7 – буфер <АТ>;
9 – котушка

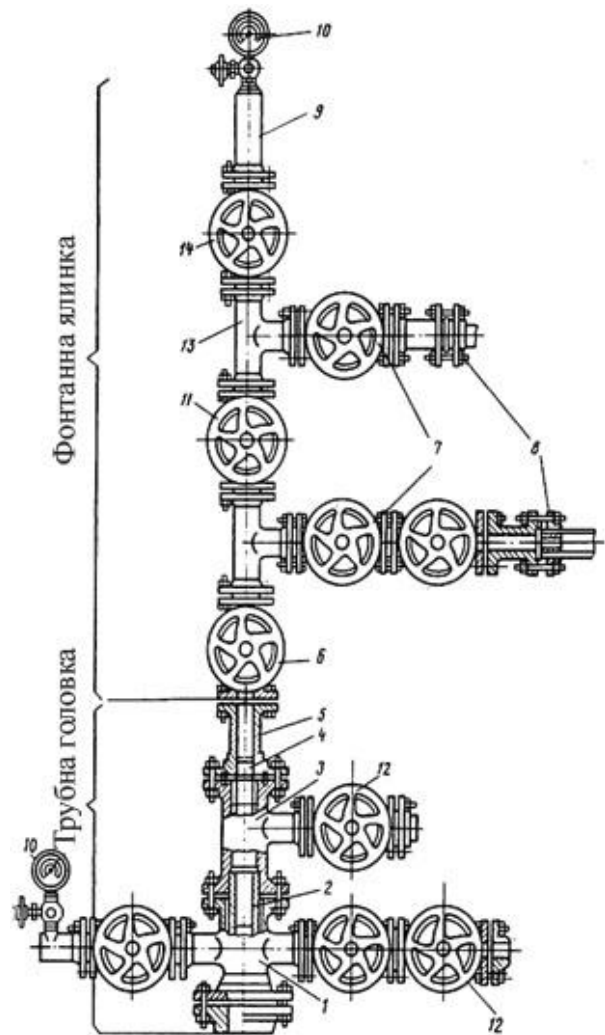


Рисунок 7.21 – Фонтанна арматура трійникова:

1 – хрестовик; 2, 4 – перевідні втулки;
3 – трійник; 5 – перевідна котушка;
6 – центральна засувка; 7, 12 – засувки;
8 – штуцери; 9 – буферна заглушка;
10 – манометр; 11 – проміжна засувка;
13 – трійники; 14 – буферна засувка

Особливості експлуатації фонтанних свердловин

Освоєння і пуск в роботу фонтанної свердловини здійснюють зниженням тиску на пласт шляхом:

- послідовної заміни глинистого розчину в свердловині рідиною і газорідинною сумішшю меншою щільності (глинистий розчин – вода – нафта);
- використання азоту інертного або газу (витісненням частини рідини з свердловини, її аерацією);
- свабування.

Одним з факторів, що ускладнюють процес експлуатації свердловин, є відкладення парафіну на стінках підйомних труб, устьової арматури і викидних ліній.

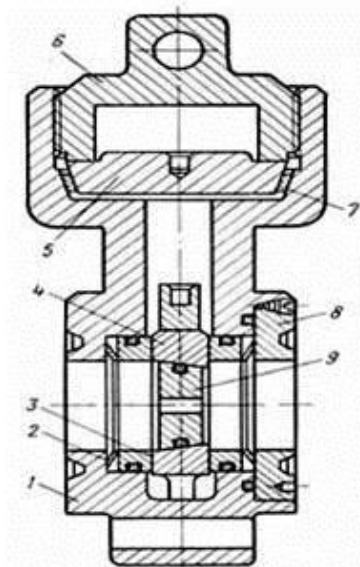


Рисунок 7.22 – Штуцер швидкозмінний для фонтанної арматури високого тиску (ЩБА-50-700)

*1 – корпус; 2 – тарілчаста пружина; 3 – бічне сидло; 4 – обойма; 5 – кришка;
6 – натискна гайка; 7 – прокладка; 8 – гайка бічна;
9 – штуцерна металокерамічна втулка*

Для боротьби з відкладеннями парафіну застосовують такі основні способи:

1. *Механічний*, при якому парафін зі стінок труб періодично видаляється спеціальними скребками і виноситься струменем на поверхню.

2. *Тепловий*, при якому свердловина промивається теплоносієм (парою, гарячою водою або нафтопродуктами).

3. *Використання підйомних труб* з гладкою внутрішньою поверхнею (засклені або покриті спеціальним лаком або емалями).

4. *Хімічний*, при якому парафін видаляється за допомогою розчинників.

Неполадки в роботі фонтанних свердловин – порушення режимів:

- парафіно- і гідратуутворення в трубах;
- утворення піщаних пробок на вибоях;
- роз'їдання штуцера;
- забивання піском, парафіном штуцера або викидної лінії;
- поява води в свердловині.

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин застосовують на початковому етапі розробки родовищ.

Всі газові свердловини експлуатуються фонтанним способом. Газ надходить на поверхню за рахунок пластового тиску.

7.5.2.2 Газліфтний спосіб експлуатації свердловин

Принцип дії газліфту

Логічним продовженням фонтанної експлуатації є газліфтна експлуатація, при якій недостатню кількість газу для підйому рідини закачують в свердловину з поверхні (рис. 7.23). Газ в нафтову свердловину можна подати

під тиском без його додаткової компресії з газових пластів. Такий спосіб називають безкомпресорним. Газліфт характеризується високою техніко-економічною ефективністю, відсутністю в свердловинах механізмів і тертьових деталей, простотою обслуговування свердловин і регулювання роботи.

У свердловину опускають два ряди насосних труб. По затрубному простору між зовнішньою і внутрішньою трубами подають під тиском газ або повітря. Зовнішню трубу називають *повітряною*. Внутрішню трубу, по якій нафта в суміші з газом або повітрям піднімається на поверхню, називають *підйомною*. Підйомна труба має меншу довжину в порівнянні з повітряною. До закачування газу рідина в підйомній та повітряній трубах знаходиться на одному рівні. Цей рівень називають статичним. В цьому випадку тиск рідини на вибої відповідає пластовому тиску.

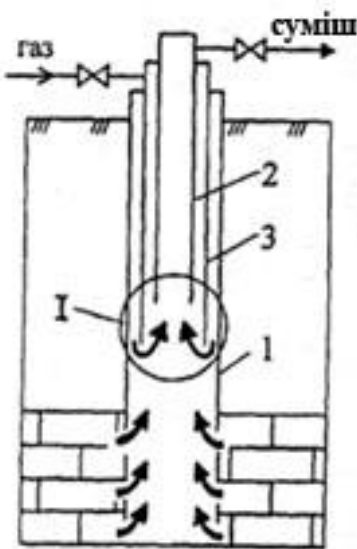


Рисунок 7.23 – Влаштування свердловини для компресорного видобутку нафти:

1 – обсадна труба; 2 – підйомна труба; 3 – повітряна труба

По повітряній трубі (затрубному простору) в свердловині під тиском цього газу рідина повністю витісняється в підйомну трубу, після цього газ проникає в підйомну трубу і перемішується з рідиною. Щільність газованої рідини зменшується, і у міру її насичення газом досягається різниця в щільності газованої і негазованої рідин.

Внаслідок цього більш щільна (негазована) рідина буде витісняти з підйомної труби газовану рідину. Якщо газ подавати в свердловину безперервно, то газована рідина буде підніматися і виходити з свердловини в систему збору. При цьому в затрубному просторі підйомної труби встановлюється новий рівень рідини, званий динамічною висотою або динамічним рівнем.

Застосовують газліфти **однорядні** та **дворядні**.

В однорядному в свердловину опускають тільки одну колону труб, по якій газорідинна суміш піднімається з свердловини на поверхню. У дворядному підйомнику в свердловину опускають дві насосні колони труб. По затрубному простору цих колон з поверхні подають газ, а по внутрішній колоні труб на поверхню піднімається газорідинна суміш.

Однорядний підйомник менш металомісткий, але в ньому немає достатніх

умов для виносу піску з вибою свердловини. Тому однорядний підйомник застосовують на свердловинах, експлуатованих без води і виносу піску. У дворядному підйомнику винос газорідинної суміші відбувається по внутрішній трубі меншого діаметра. За рахунок цього зростають швидкості підйомника газорідинної суміші та поліпшуються умови для виносу з свердловини води і піску. Крім того, дворядний підйомник працює з меншою пульсацією робочого тиску і струменя рідини, а це, в свою чергу, знижує витрату робочого агента – газу.

Тому, незважаючи на збільшення металомісткості, дворядні підйомники застосовують на сильно обводнених свердловинах за наявності на вибої великої кількості піску. З метою зниження металомісткості застосовують так звану півторарядну конструкцію, коли верхній ряд труб закінчують трубами меншого діаметра, званих хвостовиком.

Переваги газліфтного методу:

- відсутність рухомих і швидкозношуваних деталей (що дозволяє експлуатувати свердловини з високим вмістом піску);
- розташування технологічного обладнання на поверхні (полегшує спостереження, ремонт);
- забезпечення можливості відбору з свердловин великих об'ємів рідини (до 1800 – 1900 м³/добу);
- можливість експлуатації нафтових свердловин при сильному обводненні та простота регулювання дебіту свердловин.

Недоліки газліфтного методу:

- великі капітальні витрати;
- низький ККД;
- підвищена витрата НКТ, особливо при застосуванні дворядних підйомників;
- швидке збільшення витрати енергії на підйом 1 т нафти у міру зниження дебіту свердловин з плином часу експлуатації.

У кінцевому рахунку, собівартість видобутку 1 т нафти при газліфтному методі нижче за рахунок низьких експлуатаційних витрат, тому він перспективний.

Обладнання газліфтних свердловин

Залежно від конкретних умов родовищ та геолого-технічних характеристик свердловин застосовують безперервний та періодичний газліфтні способи експлуатації. При періодичному газліфтному способі подачі газу в свердловину періодично переривається для того, щоб у ній накопичилася необхідна кількість рідини. Таким чином, експлуатують свердловини з низькими вибійним тиском та коефіцієнтом продуктивності. При низькому вибійному тиску, але високому коефіцієнті продуктивності застосовують той із двох способів, який має кращі показники (наприклад, менша витрата газу, що нагнітається).

Принципова схема газліфтного циклу наведена на рис. 7.24. За наявності газової свердловини високого тиску реалізується безкомпресорний ліфт. Газ зі свердловини через газовий сепаратор 2 подається в теплообмінник 3. Нагрітий

газ після додаткового очищення в сепараторі 4 проходить через газорозподільну батарею 5 і надходить до газліфтних свердловин 6. Продукція свердловин направляєється в газонафтовий сепаратор 7, що містить крапельки нафти, після якого проходить додаткове очищення в сепараторі 8 і після стиснення у компресорній станції 9 надходить в систему промислового збору.

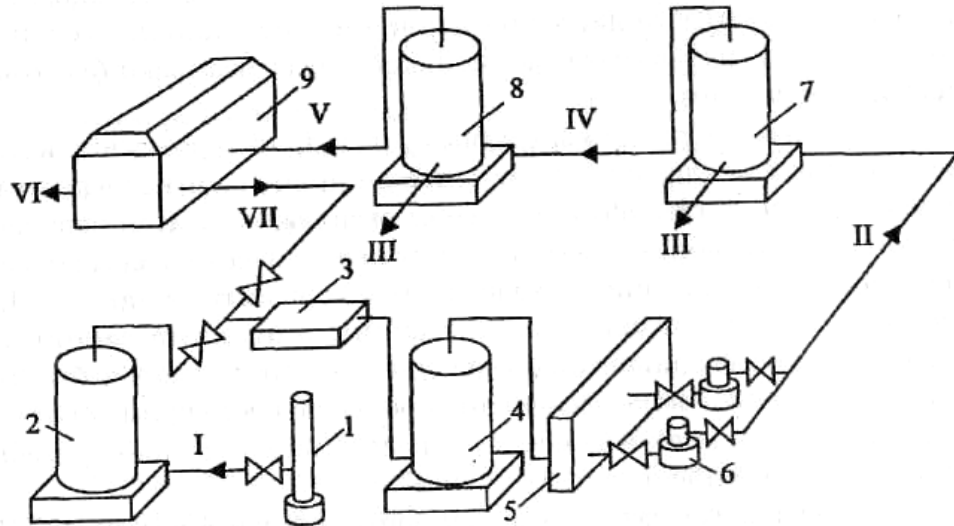


Рисунок 7.24 – Схема газліфтного циклу при видобутку нафти:

*1 – газова свердловина високого тиску; 2, 4, 8 – газові сепаратори;
3 – теплообмінник; 5 – газорозподільна батарея; 6 – газліфтна свердловина;
7 – газонафтовий сепаратор; 9 – компресорна станція; I – газ високого тиску із
газової свердловини; II – продукція газліфтної свердловини; III – нафта; IV – газ низького
тиску, що містить краплину нафти; V – газ низького тиску, очищений від нафти;
VI – стислий газ у систему промислового збору; VII – газ високого тиску після
компресорної станції*

Якщо газової свердловини високого тиску немає, для газліфта використовують попутний нафтовий газ. Після компримування газ компресорної станції 9 послідовно проходить теплообмінник 3, газовий сепаратор 4 і так далі, поки знову не надійде на станцію 9. У даному випадку використовується замкнутий газліфтний цикл, при якому газ, що нагнітається в свердловини, багаторазово використовується для підйому рідини.

Устя газліфтної свердловини обладнують стандартною фонтанною арматурою, робочий тиск якої має відповідати максимально очікуваному на усті свердловини. Арматуру до установаження на свердловину опресовують в збірному вигляді на пробний тиск, вказаний в паспорті. Після установаження на усті свердловини її опресовують на тиск, допустимий для опресовування експлуатаційної колони, при цьому незалежно від очікуваного робочого тиску арматуру монтують з повним комплектом шпильок і ущільнень. Під її викидними і нагнітальними лініями, розташованими на висоті, встановлюють надійні опори, що запобігають падінню труб при ремонті, а також вібрації від ударів струменя.

Обв'язка свердловини і апаратура, а також газопроводи, що знаходяться під тиском, повинні відігріватися тільки паром або гарячою водою.

Для обладнання газліфтних підйомників застосовують НКТ таких діаметрів: в однорядних підйомниках – від 48 мм до 89 мм і рідко 114 мм, в дворядних підйомниках – для зовнішнього ряду труб 73 мм, 89 мм і 114 мм, а для внутрішнього – 48 мм, 60 мм і 73 мм. При виборі діаметрів НКТ необхідно мати на увазі, що мінімальний зазор між внутрішньою обсадною колоною і зовнішньою поверхнею НКТ повинен становити 12 – 15 мм.

7.5.2.3 Насосний спосіб експлуатації свердловин

При насосному способі (рис. 7.25) експлуатації підйом нафти з свердловин на поверхню здійснюється штанговими і безштанговими насосами (занурювальні електровідцентрові насоси, гвинтові насоси та ін.).



Рисунок 7.25 – Механізм компресорного видобутку нафти

Експлуатація свердловин штанговими насосами

Штангові свердловинні насоси (ШСН) забезпечують відкачку з свердловин вуглеводневої рідини, обводненістю до 99%, абсолютною в'язкістю до 100 мПа·с, вмістом твердих механічних домішок до 0,5%, вільного газу на прийомі до 25%, об'ємним вмістом сірководню до 0,1%, мінералізацією води до 10 г/л і температурою до 130°C.

Дві третини фонду (66%) діючих свердловин країн СНД (приблизно 16,3% всього об'єму видобутку нафти) експлуатуються ШСНУ. Дебіт свердловин складає від десятків кілограмів на добу до декількох тонн. Насоси спускають на глибину від декількох десятків метрів до 3000 м, а в окремих свердловинах на 3200 – 3400 м. ШСНУ включає:

- наземне обладнання: станок-качалка (СК), обладнання устя.
- підземне обладнання: насосно-компресорні труби (НКТ), насосні штанги (НШ), штанговий свердловинний насос (ШСН) і різні захисні пристрої, що поліпшують роботу установки в ускладнених умовах.

Відмітна особливість ШСНУ полягає у тому, що в свердловині встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться в дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг (рис. 7.26).

У нижній частині насоса встановлено всмоктувальний клапан 1. Плунжер насоса з нагнітальним клапаном 2 підвішується на насосній штанзі 3. Верхня частина штанги пропускається через устьовий сальник 5 і з'єднується з головкою балансира 6 станка-качалки. За допомогою кривошипно-шатунного

механізму 7 головка 9 баланса передає зворотно-поступальний рух штанзі 3 і підвішеному на ній плунжеру. Станок приводиться в дію електродвигуном через систему 8 передач.

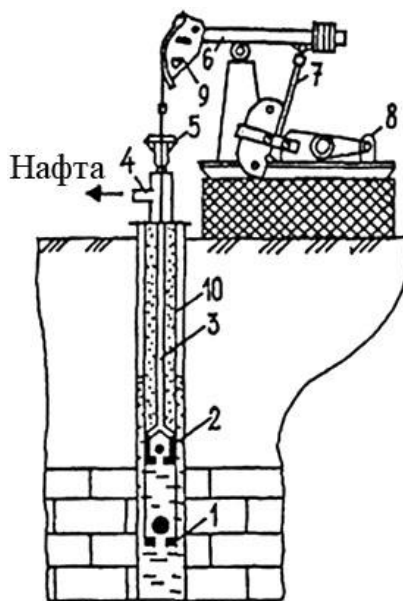


Рисунок 7.26 – Схема видобутку нафти за допомогою штангового насоса:

1 – всмоктувальний клапан; 2 – нагнітальний клапан; 3 – штанга; 4 – трійник;
5 – устьовий сальник; 6 – балансир станка-качалки; 7 – кривошипно-шатунний механізм;
8 – електродвигун; 9 – головка балансира; 10 – насосні труби

Працює насос у такий спосіб. Під час плунжера вгору верхній клапан 2 закритий, бо на нього діє тиск лежачого стовпа рідини, і плунжер працює як поршень, виштовхуючи нафту на поверхню. У цей час відкривається приймальний клапан 1 і рідина надходить у циліндр насоса. При ході плунжера вниз нижній клапан закривається, а верхній відкривається і через порожнистий плунжер видавлюється рідина з циліндра насоса в насосні труби 10.

При безперервній роботі насоса в результаті підкачування рідини рівень останньої в насосних трубах піднімається до устя, і вона надходить у викидну лінію через трійник 4.

Недоліками штангових насосів є громіздкість, можливість обриву штанг, обмеженість застосування в похилих та сильнообводнених свердловинах, недостатньо висока подача, невелика (до 2 км) глибина експлуатації.

Штангові свердловинні насоси

За способом кріплення насосів до колони НКТ розрізняють вставні (НСВ) і невставні (НСН) свердловинні насоси (рис. 7.27, 7.28).

У невставних (трубних) насосах циліндр з сідлом всмоктувального клапана опускають в свердловину на НКТ. Плунжер з нагнітальним і всмоктувальним клапанами опускають в свердловину на штангах і вводять всередину циліндра. Плунжер за допомогою спеціального штока з'єднаний з кулькою всмоктувального клапана. Недолік НСН – складність його збірки в свердловині, складність і тривалість вилучення насоса на поверхню для усунення будь-якої несправності.

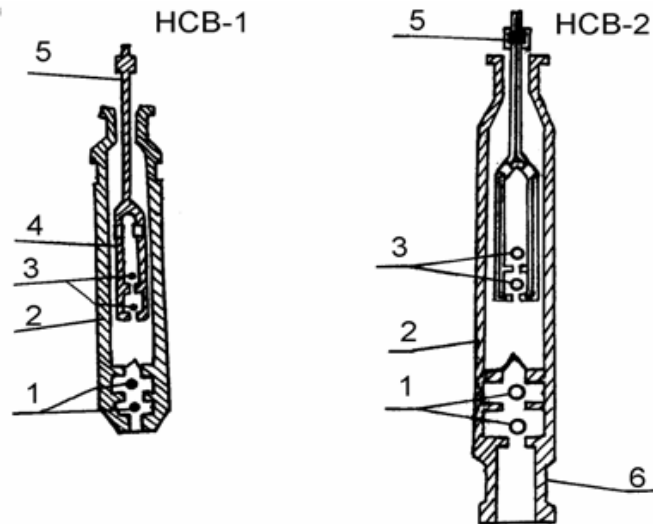


Рисунок 7.27 – Насоси свердловинні вставні

1 – впускний клапан; 2 – циліндр; 3 – нагнітальний клапан; 4 – плунжер;
5 – штанга; 6 – замок

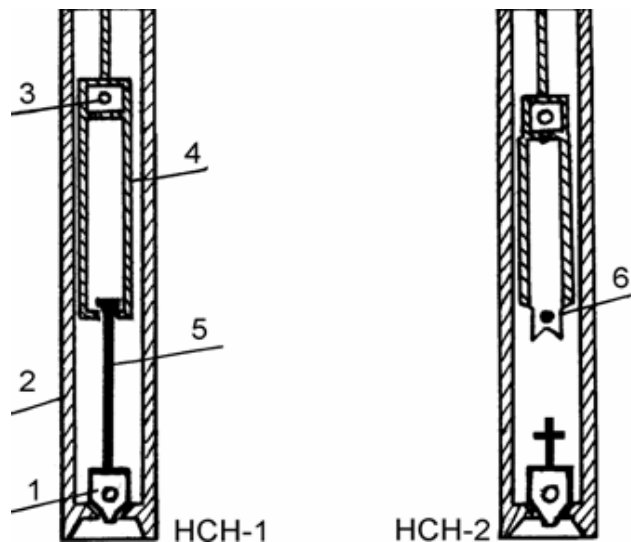


Рисунок 7.28 – Невставні свердловинні насоси

1 – всмоктувальний клапан; 2 – циліндр; 3 – нагнітальний клапан; 4 – плунжер;
5 – захватний шток; 6 – уловлювач

Вставні насоси цілком збирають на поверхні землі й опускають в свердловину всередину НКТ на штангах. НСВ складається з трьох основних вузлів: циліндра, плунжера і замкової опори циліндра.

У НСН для вилучення циліндра зі свердловини необхідний підйом всього обладнання (штанг з клапанами, плунжером і НКТ). У цьому корінна відмінність між НСН і НСВ. При використанні вставних насосів у 2 – 2,5 рази прискорюються спускопідймальні операції при ремонті свердловин й істотно полегшується праця робітників. Однак продуктивність вставного насоса при трубах даного діаметра завжди менше продуктивності невставного.

Насос НСВ спускають на штангах. Кріплення (ущільнення посадками) відбувається на замковій опорі, яка попередньо опускається на НКТ. Насос витягують із свердловини при підйомі тільки колони штанг. Тому НСВ доцільно застосовувати в свердловинах з невеликим дебітом і при великих глибинах спуску.

Невставний (трубний) насос являє собою циліндр, приєднаний до НКТ, і який разом з ними спускається у свердловину, а плунжер спускають і піднімають на штангах. НСН доцільні в свердловинах з великим дебітом, невеликою глибиною спуску і великим міжремонтним періодом.

Великий вміст вільного газу в пластовій рідині призводить до того, що в циліндрі насоса зменшується частка об'єму, зайнята рідиною, що відкачується, і, відповідно, зменшується дебіт свердловини. Зменшити кількість газу, що потрапляє в штанговий насос, дозволяє застосування спеціальних пристроїв, званих газовими якорями. Робота газових якорів ґрунтується на різних принципах (гравітаційного поділу, центрифугування тощо).

Як приклад розглянемо роботу звичайного однокорпусного газового якоря (рис. 7.29, а). Газорідинна суміш заходить у кільцевий простір між корпусом якоря 1 і центральною трубою 2, верхній кінець якої приєднується до приймального клапана насоса 4. У кільцевому просторі рідина рухається вниз, а бульбашки газу 3 під дією архімедової сили прагнуть спливати вгору. Розміри газового якоря розраховані таким чином, що швидкість спливання більшої частини бульбашок була вищою ніж низхідна швидкість рідини. Тому з кільцевого простору газові бульбашки йдуть вгору, а рідина з невеликим залишковим газовмістом через отвори 5 надходить центральною трубою 2 і далі в циліндр насоса.

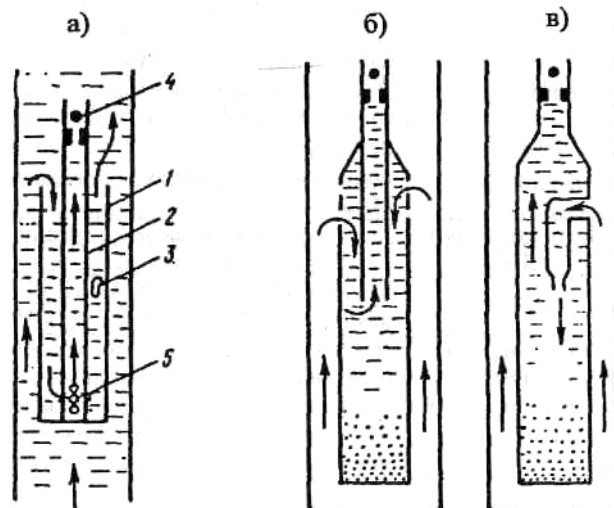


Рисунок 7.29 – Якорі:

*а – газовий; б – пісочний прямий; в – пісочний зворотний; 1 – корпус;
2 – центральна труба; 3 – газова бульбашка; 4 – приймальний клапан насоса; 5 – отвори*

Іншим фактором, що ускладнює роботу штангових насосів, є присутність у відкачуваній рідині дрібного піску та інших механічних частинок. Потрапляючи в насос, вони руйнують пригнані поверхні клапанів, збільшують

зазор між циліндром і плунжером, що призводить до витоків рідини, зменшення тиску, що розвивається, а іноді викликає заклинювання плунжера й обриви штанг.

Одним з ефективних засобів для обмеження потрапляння піску та мехдомішок у насоси є спеціальний пристрій, званий пісковим якорем. В обох типах якорів – прямому (рис. 7.29, б) і зворотному (рис. 7.29, в) – для очищення використовуються сили інерції: після повороту рідини на 180° частинки піску і мехдомішок продовжують свій рух вниз. Очищена ж рідина через всмоктувальний клапан надходить в циліндр насоса. У міру заповнення корпусу якоря піском пристрій витягають на поверхню та очищають.

Насосна штанга призначена для передачі зворотно-поступального руху плунжера насоса. Штанга це стержень круглого перерізу з потовщеними головками на кінцях (рис. 7.30). Випускаються штанги з легованих сталей діаметром (по тілу) 16 мм, 19 мм, 22 мм, 25 мм і довжиною 8 м – для нормальних умов експлуатації.

Для регулювання довжини колон штанг з метою нормальної посадки плунжера в циліндр насоса є також укорочені штанги (футівки) довжиною 1 м; 1,2 м; 1,5 м; 2 м і 3 м.

Штанги з'єднуються муфтами. Є також трубчасті штанги (зовнішній діаметр 42 мм, товщина 3,5 мм).

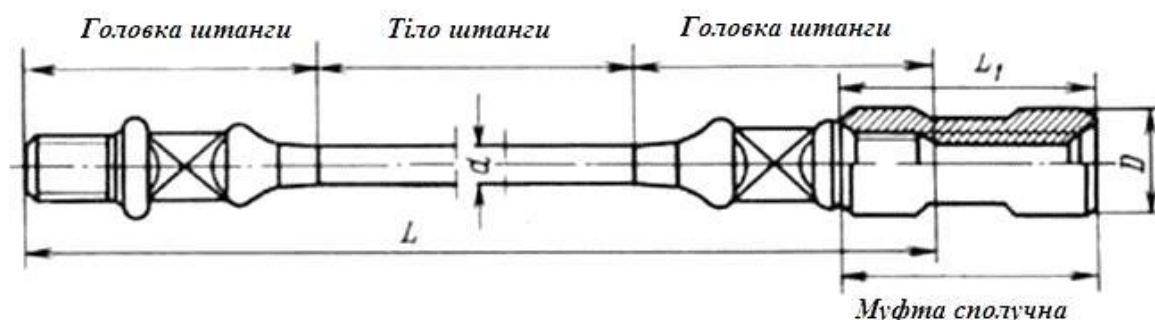


Рисунок 7.30 – Насосна штанга і сполучна муфта

Почали випускати насосні штанги зі склопластику, що відрізняються більшою корозійною стійкістю і дозволяють знизити енергоспоживання до 20 %.

Застосовують безперервні штанги «Кород» (безперервні на барабанах, переріз – напівеліпсний).

Особлива штанга – устьовий шток, що з'єднує колону штанг з канатною підвіскою. Поверхня його полірована (полірований шток). Він виготовляється без головок, а на кінцях має стандартну різьбу. Для захисту від корозії здійснюють забарвлення, цинкування і т.п., а також застосовують інгібітори.

Устьове обладнання насосних свердловин призначене для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини НКТ, відведення продукції свердловин і підвішування колони НКТ (рис. 7.31).

Устьове обладнання типу ОУ містить устьовий сальник, трійник, хрестовину, запірні крани і зворотні клапани.

Устьовий сальник герметизує вихід устьового штока за допомогою

сальникової головки і забезпечує відведення продукції через трійник. Трійник угвинчується в муфту НКТ. Наявність кульового з'єднання забезпечує самовстановлення головки сальника при неспіввісності сальникового штока з віссю НКТ, виключає односторонній знос ущільнювальної набивки та полегшує зміну набивки.

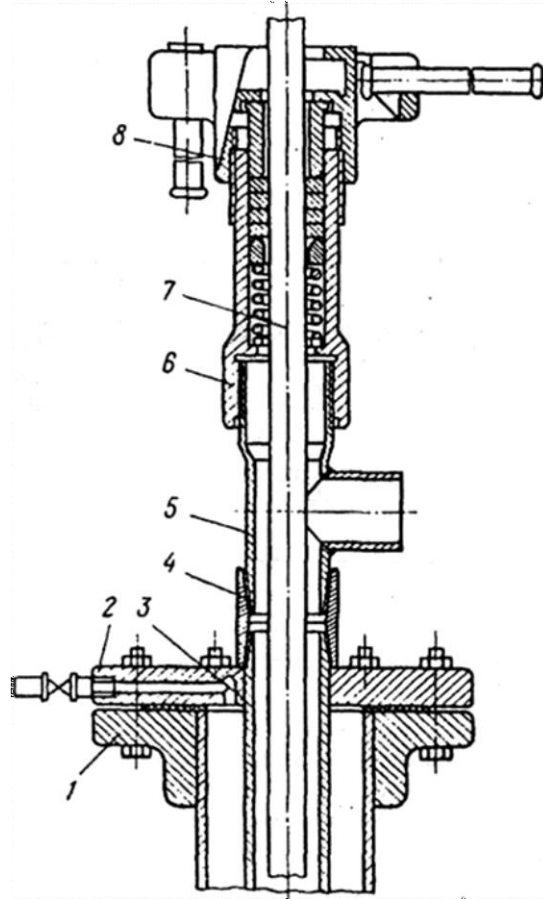


Рисунок 7.31 – Типове обладнання устя свердловини для штангової насосної установки:

1 – колонний фланець; 2 – планшайба; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – верхня муфта; 5 – трійник; 6 – сальник; 7 – устьовий шток; 8 – кришка

Станок-качалка (рис. 7.32) є індивідуальним приводом свердловинного насоса.

Основні вузли станка-качалки – рама, стояк у вигляді усіченої чотиригранної піраміди, балансир з поворотною головкою, траверса з шатунами, шарнірно підвішена до балансира, редуктор з кривошипами і противагами. СК комплектується набором змінних шківів для зміни числа хитань, тобто регулювання дискретне. Для швидкої зміни і натягу ременів електродвигун встановлюють на поворотній рамі-санчатах.

Монтують станок-качалку на рамі, яка встановлюється на залізобетонну підставу (фундамент). Фіксація балансира в необхідному (крайньому верхньому) положенні головки здійснюється за допомогою гальмівного барабана (шківа). Головка балансира відкидна або поворотна для безперешкодного проходження спускопідймального і глибинного обладнання при підземному ремонті свердловини. Оскільки головка балансира здійснює рух по

дузі, то для сполучення її з устьовим штоком і штангами є гнучка канатна підвіска 12. Вона дозволяє регулювати посадку плунжера в циліндр насоса або вихід плунжера з циліндра, а також встановлювати динамограф для дослідження роботи обладнання.

Амплітуду руху головки балансира (довжина ходу устьового штока) регулюють шляхом зміни місця сполучення кривошипа з шатуном щодо осі обертання (перестановка пальця кривошипа в інший отвір).

За один подвійний хід балансира навантаження на СК нерівномірне. Для врівноваження роботи станка-качалки поміщають вантажі (противаги) на балансир, кривошип або на балансир і кривошип. Тоді врівноваження називають відповідно балансовим, кривошипним (роторним) або комбінованим.

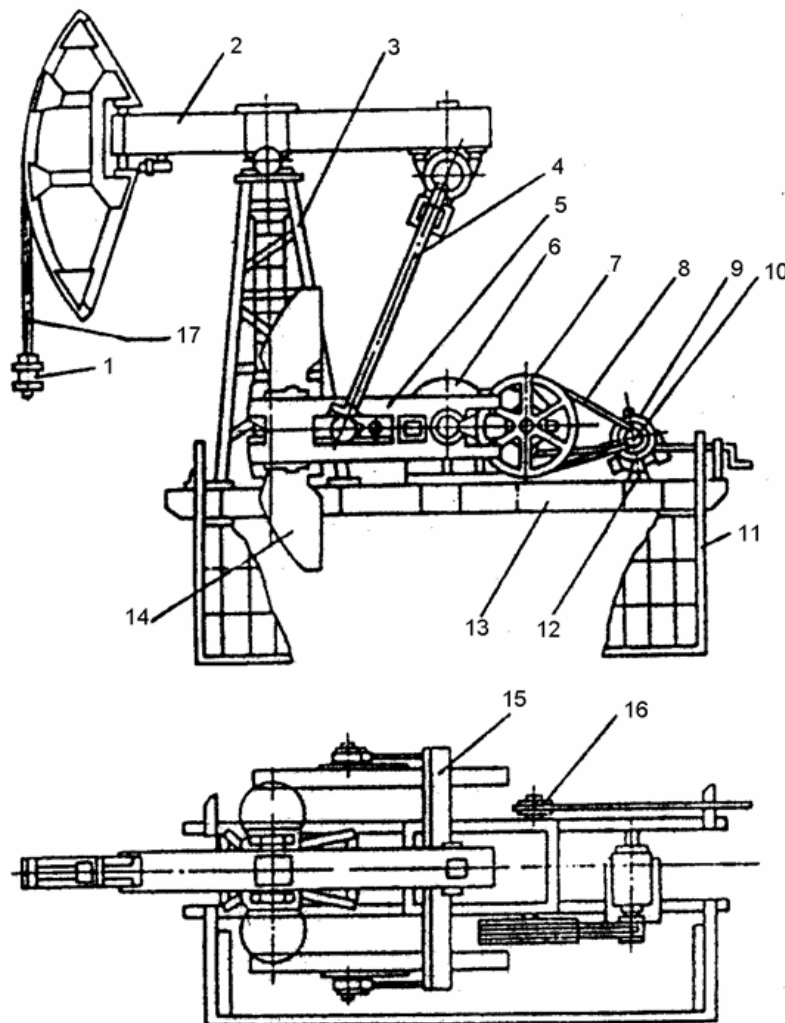


Рисунок 7.32 – Станок-качалка типу СКД:

- 1 – підвіска устьового штока; 2 – балансир з опорою; 3 – стояк; 4 – шатун; 5 – кривошип;
 6 – редуктор; 7 – відомий шків; 8 – ремінь; 9 – електродвигун; 10 – ведучий шків;
 11 – огорожа; 12 – поворотна плита; 13 – рама; 14 – противага; 15 – траверса;
 16 – гальмо; 17 – канатна підвіска

Блок керування забезпечує керування електродвигуном СК в аварійних ситуаціях (обрив штанг, поломки редуктора, насоса, порив трубопроводу і т.д.),

а також самозапуск СК після перерви в подачі електроенергії.

Випускають СК з вантажопідймальністю на голівці балансира від 2 т до 20 т. Відомості про типорозміри станків-качалок наведено у табл. 7.2.

Таблиця 7.2

Основна характеристика станка-качалки

Типорозмір станка качалки	Довжина ходу, м	Глибина спуску (м)/подача (м ³ /доб) при діаметрі насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СКЗ-1,2-630	0,6	<u>1160</u> 4,4	<u>1070</u> 5,4	<u>950</u> 7,1	<u>830</u> 9	<u>635</u> 15,2	<u>440</u> 26,9	—
	1,2	<u>1050</u> 10	<u>950</u> 14	<u>840</u> 19,3	<u>740</u> 24,4	<u>570</u> 40,3	<u>400</u> 64,2	—
СК5-3-2500	1,3	<u>1490</u> 9	<u>1400</u> 11,3	<u>1270</u> 15	<u>1130</u> 19	<u>900</u> 30,2	<u>700</u> 48,8	<u>405</u> 103,7
	3	<u>1255</u> 23,7	<u>1160</u> 30,3	<u>1005</u> 42,3	<u>870</u> 54	<u>700</u> 87,1	<u>550</u> 134,5	<u>345</u> 256,5
СК6-2,1-2500	0,9	<u>1895</u> 6	<u>1715</u> 7	<u>1445</u> 10,2	<u>1300</u> 12,5	<u>1030</u> 14,7	<u>870</u> 26,3	<u>500</u> 71,3
	2,1	<u>1600</u> 19	<u>1500</u> 24	<u>1360</u> 32	<u>1200</u> 40,4	<u>910</u> 65	<u>670</u> 103,2	<u>420</u> 204
СК12-2,5-4000	1,2	<u>2340</u> 5,2	<u>2050</u> 7,6	<u>1740</u> 10,2	<u>1560</u> 12,7	<u>1250</u> 20	<u>1110</u> 30,6	<u>840</u> 55,3
	2,5	<u>3410</u> 18,3	<u>2990</u> 20	<u>2600</u> 25,4	<u>2260</u> 30,2	<u>1210</u> 60	<u>840</u> 104	<u>560</u> 200
СК8-3,5-4000	1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5	<u>640</u> 130,4
	3,5	<u>1620</u> 28	<u>1445</u> 35,2	<u>1240</u> 49,2	<u>1060</u> 62,5	<u>825</u> 101,4	<u>620</u> 158	<u>420</u> 297,7
СК8-3,5-5600	1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5	<u>640</u> 130,4
	3,5	<u>1970</u> 27,5	<u>1900</u> 34,6	<u>1670</u> 46,8	<u>1445</u> 59,6	<u>1075</u> 96,4	<u>815</u> 153,3	<u>550</u> 288,4
СК10-3-5600	1,5	<u>2610</u> 8,3	<u>2290</u> 10,1	<u>1950</u> 13,3	<u>1750</u> 16,3	<u>1400</u> 25,4	<u>1240</u> 38,6	<u>850</u> 81
	3	<u>2590</u> 22,6	<u>2450</u> 28	<u>2290</u> 35,5	<u>2000</u> 43,5	<u>1380</u> 74,8	<u>930</u> 125,5	<u>605</u> 239,3
СКДЗ-1,5-710	0,9	<u>1166</u> 7,5	<u>1078</u> 9,4	<u>870</u> 13,5	<u>754</u> 17,3	<u>570</u> 29,2	<u>427</u> 46,3	—
	1,5	<u>1022</u> 14,2	<u>906</u> 18,3	<u>727</u> 25,7	<u>598</u> 33,1	<u>437</u> 54,8	<u>313</u> 84,9	—
СКД4-2,1-1400	0,9	<u>1484</u> 6,7	<u>1372</u> 8,2	<u>1209</u> 10,6	<u>1045</u> 13,8	<u>783</u> 24,4	<u>583</u> 40,5	<u>334</u> 87,6
	2,1	<u>1264</u> 20,3	<u>1127</u> 25,8	<u>919</u> 36,1	<u>780</u> 46,1	<u>567</u> 76,2	<u>408</u> 118,2	<u>235</u> 225,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
СКД6-2,5-2800	0,9	<u>1810</u> 5,2	<u>1676</u> 6,6	<u>1369</u> 8,8	<u>1145</u> 11,0	<u>1065</u> 17,7	<u>751</u> 35,7	<u>490</u> 72,5
	2,5	<u>1804</u> 22,0	<u>1490</u> 28,5	<u>1453</u> 37,0	<u>1251</u> 48,0	<u>857</u> 82,1	<u>609</u> 129,7	<u>386</u> 245,5
СКД8-3-4000	1,6	<u>2187</u> 10,2	<u>2064</u> 12,3	<u>1867</u> 15,5	<u>1346</u> 25,0	<u>1600</u> 32,0	<u>976</u> 55,9	<u>637</u> 112,2
	3	<u>1956</u> 23,1	<u>1843</u> 29,1	<u>1661</u> 39,3	<u>1176</u> 53,7	<u>980</u> 87,2	<u>750</u> 131,0	<u>469</u> 249,6
СКД10-3,5-5600	1,8	<u>2788</u> 11,5	<u>2552</u> 13,4	<u>2172</u> 17,3	<u>1694</u> 27,5	<u>1872</u> 35,4	<u>1230</u> 57,7	<u>796</u> 120
	3,5	<u>2446</u> 27,5	<u>2305</u> 34	<u>2041</u> 45,3	<u>1389</u> 62,7	<u>1106</u> 101,9	<u>860</u> 151,8	<u>544</u> 288,9
СКД12-3-5600	1,6	<u>2689</u> 9,1	<u>2363</u> 11	<u>2011</u> 14,3	<u>1997</u> 19,1	<u>1733</u> 29,4	<u>1291</u> 41,5	<u>971</u> 74,4
	3	<u>3161</u> 22,7	<u>2989</u> 26,6	<u>2691</u> 32,5	<u>1808</u> 50,3	<u>1377</u> 82,4	<u>1028</u> 122,0	<u>644</u> 236,6

Експлуатація свердловин заглибними електровідцентровими насосами

На завершальній стадії експлуатації разом з нафтою зі свердловин надходить велика кількість пластової води, застосування штангових насосів стає малоефективним. Цих недоліків позбавлені установки заглибних електронасосів УЕЦН.

Заглибні відцентрові електронасоси для відкачування рідини зі свердловини принципово не відрізняються від звичайних відцентрових насосів, використовуваних для перекачування рідини на поверхні землі. Однак малі радіальні розміри, обумовлені діаметром обсадних колон, в які спускають відцентрові насоси, практично необмежені осьові розміри, необхідність подолання високих напорів і робота насоса в зануреному стані призвели до створення відцентрових насосних агрегатів специфічного конструктивного виконання. Зовні вони нічим не відрізняються від труби, але внутрішня порожнина такої труби містить велику кількість складних деталей, що вимагають досконалої технології виготовлення.

Заглибні відцентрові електронасоси – це багатоступінчасті відцентрові насоси з числом ступенів в одному блоці до 120, що приводяться у обертання заглибним електродвигуном спеціальної конструкції. Електродвигун живиться з поверхні електроенергією, що підводиться по кабелю від підвищувального автотрансформатора або трансформатора через станцію керування, в якій зосереджена вся контрольно-вимірювальна апаратура й автоматика.

Заглибні відцентрові електронасоси опускають в свердловину під розрахунковий динамічний рівень зазвичай на 150 – 300 м. Рідина подається по НКТ, до зовнішньої сторони яких прикріплені спеціальними поясами електрокабель. У насосному агрегаті між самим насосом і електродвигуном є проміжна ланка, звана протектором або гідрозахистом. Установка заглибного відцентрового електронасоса (рис. 7.33) включає маслозаповнений

електродвигун ПЕД 1; ланку гідрозахисту або протектор 2; приймальну сітку насоса для забору рідини 3; багатоступінчастий відцентровий насос ПЦЕН 4; НКТ 5; броньований трижильний електрокабель 6; пояски для кріплення кабелю до НКТ 7; устьову арматуру 8; барабан для намотування кабелю при спускопідіймальних роботах і зберігання деякого запасу кабелю 9; трансформатор або автотрансформатор 10; станцію керування з автоматикою 11 і компенсатор 12.

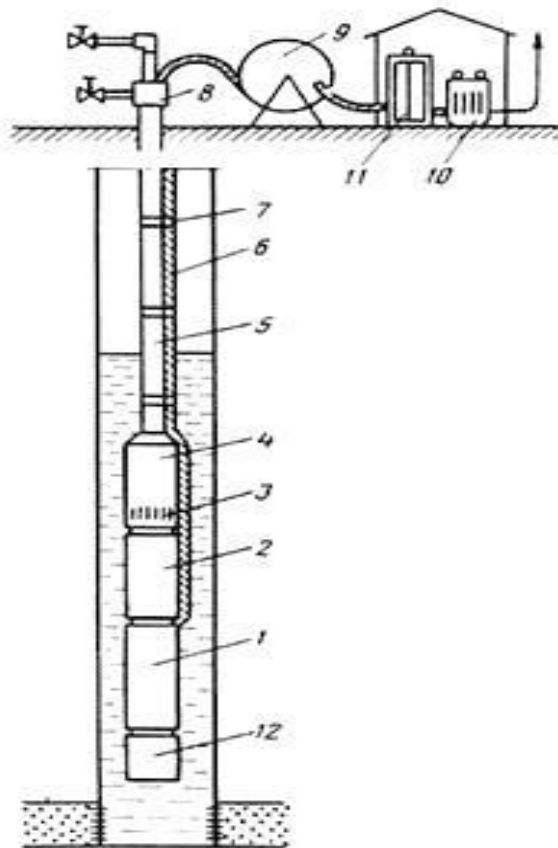


Рисунок 7.33 – Загальна схема обладнання свердловини установкою заглибного відцентрового насоса

Відомості про основні параметри заглибних електровідцентрових насосів наведено в табл. 7.3.

Марка заглибного електровідцентрового насоса містить всю основну інформацію про нього. Наприклад, умовне позначення ЕЦНМ5-125-1200 означає: Е – привід від заглибного електродвигуна Ц – відцентровий; Н – насос; М – модульний; 5 – група насоса; 125 – подача, м³/добу; 1200 – максимальний тиск (напор), м вод.ст. Для насосів корозійностійкого виконання перед цифрою 5 додається буква "К".

При відкачуванні електровідцентровими насосами пластової рідини, що містить вільний газ, відбувається падіння їх напору, подачі і ККД, а можливий і повний зрив роботи насоса. Тому, якщо вміст вільного газу в рідині на вході в насос перевищує 25 % за об'ємом, то перед насосом встановлюють газосепаратор.

Насос, протектор і електродвигун є окремими вузлами, що з'єднуються болтовими шпильками. Кінці валів мають шліцові з'єднання, які стикуються при складанні всієї установки. За необхідності підйому рідини з великих глибин секції заглибного відцентрового електронасоса з'єднуються один з одним так, що загальне число ступенів досягає 400. Всмоктувана насосом рідина послідовно проходить всі шаблі і залишає насос з напором, рівним зовнішньому гідравлічному напору. УЕЦН відрізняються малою металомісткістю, широким діапазоном робочих характеристик як за напором, так і за витратою, досить високим ККД, можливістю відкачування великої кількості рідини та великим міжремонтним періодом. Забезпечують подачу 10 – 1300 м³/добу і напором понад 450 – 2000 м вод.ст. (до 3000 м).

Таблиця 7.3

Основні параметри ЕЦН

Установка	Подача, м ³ /доб	Напор, м	Потужність, кВт	к.к.д%	Довжина, мм		маса, кг	
					насосного агрегату	насоса	насосного агрегату	насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЕЦНМ5-50-1300	50	1360	23	23,5	5522	8252	626	280
ЕЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5	5522	8252	633	287
ЕЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	705	359
ЕЦНМК5-50-1700		1725	28,8	34	17887	10617	715	369
ЕЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	16232	8 252	602	256
ЕЦНМК5-80-1200		1235	20,7	42	16232	8 252	610	264
ЕЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	684	290
ЕЦНМК5-80-1400		1425	30,4	42,5	18227	9252	690	296
ЕЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	720	326
ЕЦНМК5-80-1550		1575	33,1	42,5	19592	10617	745	333
ЕЦНМ5-80-1800	125	1800	38,4	42,5	20227	11 252	750	356
ЕЦНМК5-80-1800		1800	38,4	42,5	20227	11252	756	562
ЕЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	15522	8252	628	282
ЕЦНМК5-125-1000		1025	29,1	50	15522	8252	638	292
ЕЦНМ5-125-1200	125	1175	34,7	48	17217	9252	709	315
ЕЦНМК5-125-1200		1175	34,7	48	17217	9252	721	327
ЕЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	755	361
ЕЦНМК5-125-1300		1290	38,1	48	18582	10617	767	373
ЕЦНМ5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1103	463
ЕЦНМК5-125-1800		1770	51,7	48,5	24537	13617	1122	482
ЕЦНМ5-200-800	200	810	46	40	18582	10617	684	290
ЕЦНМК5-200-950		940	50,8	42	24887	12617	990	350
ЕЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42	30277	17982	1199	470
ЕЦНМК5-200-1400		1410	76,2	42	19482	10617	976	416
ЕЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	19482	10617	990	430
ЕЦНМК5А-160-1450		1440	51,3	51	20117	11 252	997	437
ЕЦНМ5А-160-1550		1580	56,2	51	20117	11 252	1113	453
ЕЦНМК5А-160-1550		1580	56,2	51	24272	12617	1262	492
ЕЦНМ5А-100-1750		1750	62,3	51	24272	12617	1278	508

1	1	1	1	1	1	1	1	1
ЕЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	20117	11 252	992	432
ЕЦНМК5А-250-1000		1000	55,1	51,5	20117	11 252	1023	463
ЕЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1044	484
ЕЦНМК5А-250-1100		1090	60,1	51,5	21482	12617	1079	518
ЕЦНМ5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1385	615
ЕЦНМК5А-250-1400		1385	76,3	51,5	27637	15982	1482	658
ЕЦНМ5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1498	728
ЕЦНМК5А-250-1700		1685	92,8	51,5	30637	18982	1551	783
ЕЦНМ5А-400-950	400	965	84,2	52	27637	15982	1375	605
ЕЦНМК5А-400-950		965	84,2	52	27637	15982	1420	650
ЕЦНМ5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1819	755
ЕЦНМК5А-400-1250		1255	113,9	50	35457	19982	1887	813
ЕЦНМ5А-500-800	500	815	100,5	46	30092	14617	1684	650
ЕЦНМ5А-500-800		815	100,5	46	30092	14 617	1705	641
ЕЦНМ5А-500-1000		1000	123,3	46	33457	17982	1827	763
ЕЦНМК5А-500-1000		1000	123,3	46	33457	17982	1853	789
ЕЦНМ6-250-1400	250	1470	78,7	53	18747	9252	1143	446
ЕЦНМК6-250-1400		1470	78,7	53	18747	9252	1157	460
ЕЦНМ6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1209	512
ЕЦНМК6-250-1600		1635	87,5	53	20112	10617	1225	528
ЕЦНМ6-500-1150	500	1150	127,9	51	28182	14 617	1894	764
ЕЦНМК6-500-1150		1150	127,9	51	28182	14617	1910	783
ЕЦНМ6-800-1000	800	970	172,7	51	31547	17982	2015	688
ЕЦНМК6-800-1000		970	172,7	51	31547	17912	2049	922
ЕЦНМ6-1000-900	1000	900	202,2	50,5	39227	21 982	2541	1074
ЕЦНМК6-1000-900		900	202,2	50,5	39227	21982	2573	1106

Слід нагадати, що середня подача по рідині однієї УЕЦН становить 112,7 т/добу, а УШСН – 12,1 т/добу.

Всі насоси ділять на дві основні групи звичайного і зносостійкого виконання. Переважна частина чинного фонду насосів (близько 95%) – звичайного виконання.

Насоси зносостійкого виконання (гвинтові) призначені для роботи в свердловинах, в продукції яких є невелика кількість піску та інших механічних домішок (до 1% по масі). За поперечними розмірами всі насоси ділять на 3 умовні групи: 5; 5А і 6, що означає номінальний діаметр обсадної колони (в дюймах), в яку може бути спущений даний насос. Група 5 має зовнішній діаметр корпусу 92 мм, група 5А – 103 мм і група 6 – 114 мм.

За типорозміром установки можна визначити її основні параметри (табл. 7.4).

Так, позначення УЕВН5-16-1200 означає: У – установка; Е – привід від заглибного електродвигуна; В – гвинтовий; Н – насос; 5 – група насоса для колони обсадних труб діаметром 146 мм; 16 – подача, м³/добу; 1200 – напор, м.

Установки УЕВН-5 використовують для відкачування рідин з температурою до 70 °С, в'язкістю до 1000 мм²/с, вмістом механічних домішок не більше 0,8 г/л та вільного газу на подачу насоса не більше 50 %.

Електродвигуни в установках застосовують асинхронні, 3-фазні з короткозамкненим ротором вертикального виконання. ПЕД40-103 – означає:

заглибний електродвигун потужністю 40 кВт, діаметром 103 мм. Двигун заповнюється спеціальним малов'язким, з високою діелектричною міцністю маслом, що слугує для охолодження, і мастила.

Для заглибних електродвигунів напруга становить 380 – 2300 В, сила номінального струму 24,5 – 86 А при частоті 50 Гц, частота обертання ротора 3000 хв^{-1} , температура навколишнього середовища +50 – 900 °С.

Модуль-секція насос – відцентровий багатоступінчастий, секційний. Число ступенів в насосному агрегаті може становити від 220 до 400.

Таблиця 7.4

Основні характеристики установок заглибних гвинтових електронасосів

Показник	УЕВН5-16-1200	УЕВН5-25-1000	УЕВН5-6-12003	УЕВН5-100-1000	УЕВН5-100-1200	УЕВН5-200-900
Номінальна подача, м ³ /добу	16	25	63	100	100	200
Номінальний тиск, МПа	12	10	12	10	12	9
Робоча частина характеристики:						
подача, м ³ /добу	16 – 22	25 – 36	63 – 80	100 – 150	100 – 150	200 – 250
тиск, МПа	12 – 6	10 – 4	12 – 6	10 – 2	12 – 6	9 – 2,5
к.к.д. заглибного агрегату, %	38,6	40,6	41,4	45,9	46,3	49,8
Габарити заглибного агрегату (насос, електродвигун із гідрозахистом), мм:						
Поперечний	117	117	117	117	117	117
Довжина	8359	8359	11104	11104	13474	13677
Потужність електродвигуна, кВт	5,5	5,5	22	22	32	32
Маса заглибного агрегату, кг	341	342	546	556	697	713

При відкачуванні електровідцентровими насосами пластової рідини, яка містить вільний газ, відбувається падіння їх напору, подачі і ккд, а можливий і повний зрив роботи насоса. Тому, якщо вміст вільного газу в рідині на вході в насос перевищує 25% за об'ємом, то перед насосом встановлюють газосепаратор.

Конструктивно газосепаратор являє собою корпус, в якому на валу, з'єднаному з валом насоса, обертаються шнек, робочі колеса і камера сепаратора. Газорідинна суміш закачується за допомогою шнека і робочих коліс в камеру сепаратора, де під дією відцентрових сил рідина, як важча, відкидається до периферії, а газ залишається в центрі. Потім газ через похилі отвори відводиться в затрубний простір, а рідина – надходить на прийом насоса.

Застосування газосепараторів дозволяє відкачувати відцентровими насосами рідини з вмістом вільного газу до 55 %.

Устаткування устя свердловин, експлуатованих глибинними відцентровими насосами

Типова арматура устя свердловини, обладнаної для експлуатації УЕЦН (рис. 7.34), складається з хрестовини 1, яка нагвинчується на обсадну колону.

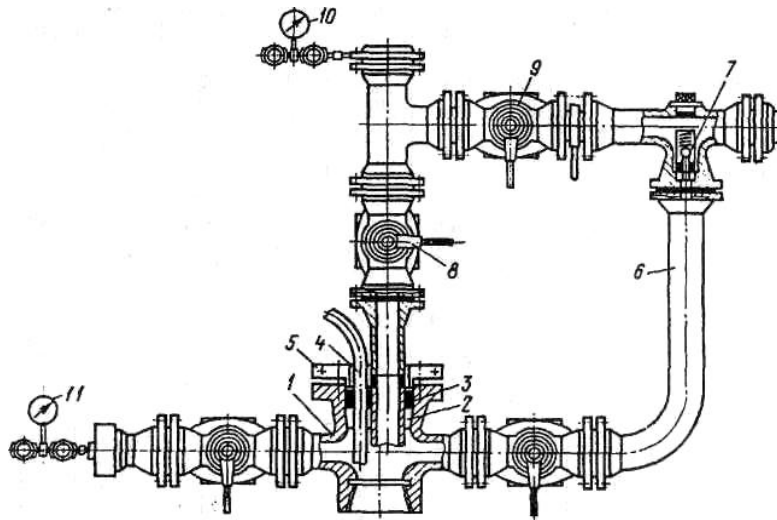


Рисунок 7.34 – Обладнання устя свердловини, що експлуатується глибинними відцентровими або гвинтовими насосами:

- 1 – хрестовина; 2 – роз'ємний корпус; 3 – гумовий ущільнювач; 4 – кабель;
5 – ексцентрична планшайба; 6 – викидна лінія; 7 – зворотний клапан;
8, 9 – засувки; 10, 11 – манометри

У хрестовині є роз'ємний вкладиш 2, що сприймає навантаження від НКТ. На вкладиш накладається ущільнення з нафтостійкої гуми 3, яке притискається роз'ємним фланцем 5. Фланець 6 притискається болтами до фланця хрестовини і герметизує основу кабелю 2.

Арматура передбачає відведення затрубного газу через трубу 6 і зворотний клапан 2. Арматура збирається з уніфікованих вузлів і запірних кранів. Вона порівняно просто перебудовується для обладнання устя при експлуатації штанговими насосами.

Установки заглибних гвинтових електронасосів

Заглибні гвинтові насоси стали застосовувати на практиці порівняно недавно. Гвинтовий насос – це насос об'ємної дії, подача якого прямо пропорційна частоті обертання спеціального гвинта (або гвинтів). При обертанні гвинт і його об'єму утворюють по всій довжині ряд замкнутих порожнин, які пересуваються від прийому насоса до його викиду. Разом з ними переміщається і відкачується рідина.

Установки заглибних гвинтових здвоєних електронасосів типу УЕВН5 призначені для відкачування з нафтових свердловин пластової рідини підвищеної в'язкості (до 1,103 м²/с) температурою 70°С, із вмістом механічних домішок не більше 0,4 г/л, вільного газу на прийомі насоса – не більше 50 % за об'ємом.

Установка заглибного гвинтового здвоєного електронасоса (рис. 7.35) складається з насоса, електродвигуна з гідрозахистом, комплектного пристрою, струмопідвідного кабелю з муфтою кабельного вводу. До складу установок з

подачами 63, 100 і 200 м³/добу входить ще і трансформатор, оскільки двигуни цих установок виконані відповідно на напругу 700 В і 1000 В.

Установки випускають для свердловин з умовним діаметром колони обсадних труб 146 мм.

З урахуванням температури в свердловині установки виготовляють трьох модифікацій:

для температури 30 °С – А;

для температури 30°, 50 °С – Б;

для температури 50°, 70 °С – В (Г).

У позначенні установок залежно від температури видобутої рідини введено букви А, Б і В (Г). Наприклад, УЕВН5 16-1200А або УЕВН5 200-900В.



Рисунок 7.35 - Установки заглибного гвинтового здвоєного електронасоса:

- 1 – трансформатор; 2 – комплектний пристрій;
3 – пояс кріплення кабелів; 4 – НКТ; 5 – гвинтовий насос;
6 – кабельний ввід; 7 – електродвигун з гідрозахистом

Установки забезпечують подачу від 16 м³/добу до 200 м³/добу, тиск 9 МПа, 12 МПа; ККД заглибного агрегату становить 38 %, 50 %; потужність електродвигуна 5,5 кВт, 22 кВт і 32 кВт; маса заглибного агрегату 341 кг, 713 кг; частота обертання – 1500 хв⁻¹.

Установка заглибних діафрагмових електронасосів

Установки заглибних діафрагмових електронасосів УЕДН5 призначені для експлуатації малодобітних свердловин переважно з піскопроявами, високою обводненістю продукції, кривими і похилими стовбурами з внутрішнім діаметром обсадної колони не менше 121,7 мм.

Вміст попутної води в середовищі, що перекачується, не обмежується. Максимальна масова концентрація твердих частинок 0,2 % (2 г/л); максимальний об'ємний вміст попутного газу на прийомі насоса 10 %; водневий показник попутної води рН = 6,0 – 8,5; максимальна концентрація сірководню 0,001 % (0,01 г/л).

Заглибний діафрагмовий електронасос опускається в свердловину на насосно-компресорних трубах (ГОСТ 633-80) умовним діаметром 42 мм, 48 мм або 60 мм.

Електронасос (насос і електродвигун в одному корпусі) містить асинхронний чотириполюсний електродвигун, конічний редуктор і плунжерний насос з ексцентриковим приводом і пружиною для повернення плунжера. Муфта кабелю з'єднується з струмовводом (рис. 7.36).

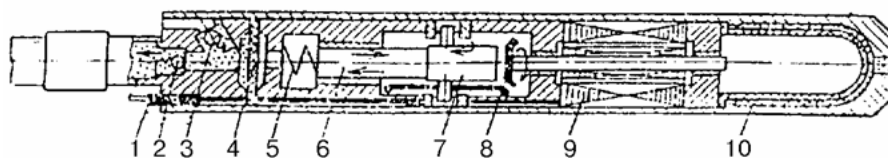


Рисунок 7.36 – Заглибний діафрагмовий електронасос

1 – струмовід; 2 – нагнітальний клапан; 3 – всмоктувальний клапан; 4 – діафрагма;
5 – пружина; 6 – плунжерний насос; 7 – ексцентриковий привод; 8 – кінцевий редуктор;
9 – електродвигун; 10 – компенсатор

Установки забезпечують подачу від 4 м^3 до 16 м^3 , тиск 6,5 МПа, 17 МПа, ККД 35 – 40%, потужність електродвигуна 2,2 кВт, 2,85 кВт; частота обертання електродвигуна – 1500 хв^{-1} , маса від 1377 кг до 2715 кг.

Установка гідропоршневих насосів

Сучасні установки гідропоршневих насосів дозволяють експлуатувати свердловини з висотою підйому до 4500 м, максимальним дебітом до $1200 \text{ м}^3/\text{добу}$ при високому вмісті в свердловинній продукції води.

Установки гідропоршневих насосів (рис. 7.37) – блокові автоматизовані, призначені для видобутку нафти з двох – восьмиглибоких кущових похило спрямованих свердловин у заболочених і важкодоступних районах. Рідина, що відкачується, кінематичною в'язкістю не більше $15 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ($15 \times 10^{-2} \text{ Ст}$) з вмістом механічних домішок не більше 0,1 г/л, сірководню не більше 0.01 г/л і попутної води не більше 99 %. Наявність вільного газу на прийомі гідропоршневого насосного агрегату не допускається. Температура відкачуваної рідини в місці підвіски агрегату не вище $120 \text{ }^\circ\text{C}$.

Установки випускають для свердловин з умовним діаметром обсадних колон 140 мм, 146 мм і 168 мм.

Гідропоршнева насосна установка складається з поршневого гідравлічного двигуна і насоса 13, що встановлюється в нижній частині труб 10, силового насоса 4, розташованого на поверхні, місткості 2 для відстою рідини і сепаратора 6 для її очищення. Насос 13, що скидається в труби 10, сідає в сидло 14, де ущільнюється в посадковому конусі 15 під впливом струменів робочої рідини, що нагнітається в свердловину по центральному ряду труб 10. Золотниковий пристрій направляє рідину в простір над або під поршнем двигуна і тому він робить вертикальні зворотно-поступальні рухи.

Нафта з свердловин всмоктується через зворотний клапан 16, направляється в кільцевий простір між внутрішнім 10 і зовнішнім 11 рядами труб. В цей же простір з двигуна надходить відпрацьована рідина (нафта), тобто по кільцевому простору на поверхню піднімається одночасно видобута робоча рідина.

За необхідності підняття насоса змінюють напрям нагнітання робочої рідини – її подають в кільцевий простір. Розрізняють гідропоршневі насоси одинарної і подвійної дії, з роздільним і спільним рухом видобутої рідини.

Струминні насоси

Струминно-насосна установка є насосною системою механізованого видобутку нафти, що складається з устьового наземного і заглибного

обладнання. Наземне обладнання включає сепаратор, силовий насос, устєву арматуру, КВП; заглибне обладнання – струминний насос з посадковим вузлом (рис. 7.38).

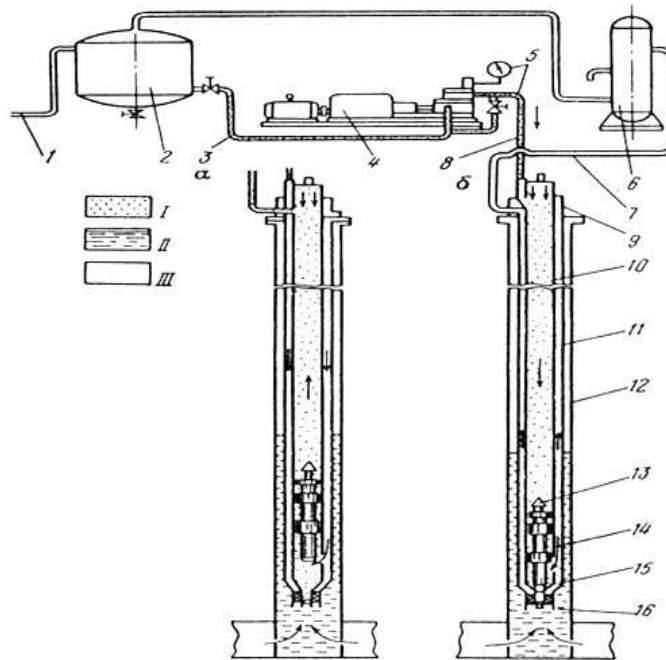


Рисунок 7.37 – Схема компонування обладнання гідропоршневої насосної установки:

а – підйом насоса; б – робота насоса; 1 – трубопровід; 2 – ємність для робочої рідини; 3 – всмоктувальний трубопровід; 4 – силовий насос; 5 – манометр; 6 – сепаратор; 7 – викидна лінія; 8 – напірний трубопровід; 9 – обладнання устя свердловини; 10 – 63 мм труби; 11 – 102 мм труби; 12 – обсадна колона; 13 – гідропоршневий скидний насос; 14 – сідло гідропоршневого насоса; 15 – конус посадковий; 16 – зворотний клапан; I – робоча рідина; II – видобута рідина; III – суміш відпрацьованої та видобутої рідини

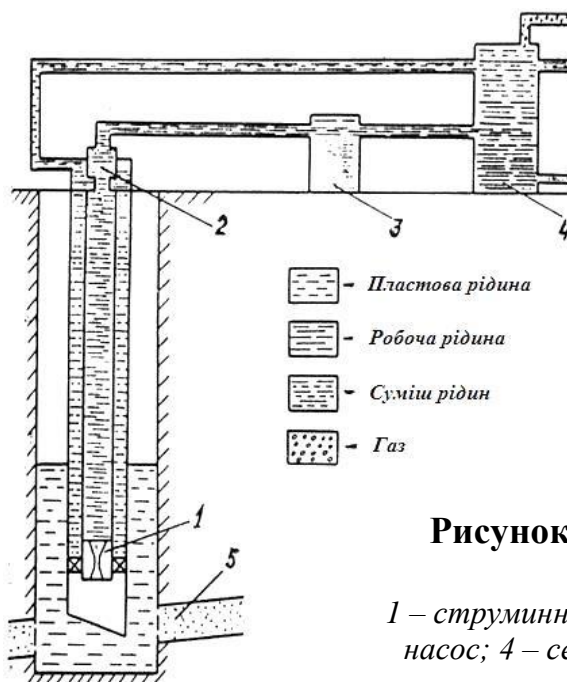


Рисунок 7.38 – Струминно-насосна установка

1 – струминний насос; 2 – уловлювач; 3 – силовий насос; 4 – сепаратор; 5 – продуктивний пласт

Струминні насоси відрізняються відсутністю рухомих частин, компактністю, високою міцністю, стійкістю до корозії й абразивного зносу, дешевизною. ККД струминної установки наближається до ККД інших гідравлічних насосних систем. Робочі характеристики струминного насоса близькі до характеристик електрозаглибного насоса.

Струминний насос (рис. 7.39) розпочинає роботу під дією напору робочої рідини (краще нафти або води), що нагнітається в НКТ 1, з'єднаний з соплом 2. При проходженні вузького перерізу сопла струмінь перед дифузором 4 набуває великої швидкості і тому в каналах 3 знижується тиск. Ці канали з'єднані через порожнину насоса 5 з підпакерним простором 6 і пластом, звідки пластова рідина всмоктується в насос і змішується в камері змішування з робочою. Суміш рідин далі рухається по кільцевому простору насоса і піднімається на поверхню міжтрубного простору (насос спускають на двох концентричних рядах труб) під тиском робочої рідини, що нагнітається в НКТ. Насос може відкачувати високов'язкі рідини й експлуатуватися в найскладніших умовах (високі температури пластової рідини, вміст значної кількості вільного газу і піску в продукції тощо).

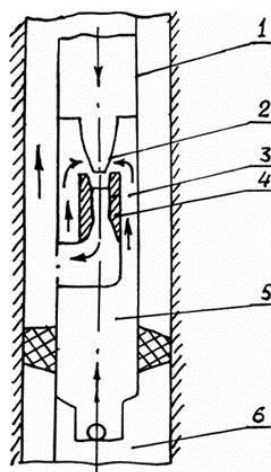


Рисунок 7.39 – Схема струминного насоса

1 – насосно-компресорна труба; 2 – сопло; 3 – канали; 4 – дифузор;
5 – вхідна частина насоса; 6 – підпакерний простір

За даними НІПІ Гіпроморнафгаз, термін служби струминного насоса в абразивному середовищі не менше 8 місяців, теоретичний відбір рідини до 4000 м³/добу, максимальна глибина спуску – 5000 м, маса заглибного насоса 10 кг.

7.6 СТАДІЇ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ

При розробці нафтового покладу розрізняють чотири стадії:

I – наростаючий видобуток нафти;

II – стабілізація видобутку нафти;

III – падаючий видобуток нафти;

IV – пізня стадія експлуатації покладу.

На першій стадії зростання об'ємів видобутку нафти забезпечується в

основному введенням до розробки нових експлуатаційних свердловин в умовах високих пластових тисків. Зазвичай у цей період видобувається безводна нафта, а також дещо знижується пластовий тиск.

Друга стадія – стабілізація нафтовидобутку – починається після розбурювання основного фонду свердловин. У цей час видобуток нафти спочатку дещо наростає, а потім починає повільно знижуватися. Збільшення видобутку нафти досягається: 1) згущенням сітки свердловин; 2) збільшенням нагнітання води чи газу в пласт для підтримки пластового тиску; 3) проведенням робіт з впливу на привибійні зони свердловин та підвищення проникності пласта та інших.

Завданням розробників є можливе продовження другої стадії. У цей час розробки нафтового покладу в продукції свердловин утворюється вода.

Третя стадія – падаючий видобуток нафти – характеризується зниженням нафтовидобутку, збільшенням обводненості продукції свердловин і великим падінням пластового тиску. На цій стадії вирішується завдання уповільнення темпу падіння видобутку нафти методами, що застосовувалися на другій стадії, а також загущенням води, що закачується в пласт.

Протягом перших трьох стадій має бути здійснено відбір 80 – 90% промислових запасів нафти.

Четверта стадія – пізня стадія експлуатації покладу – характеризується порівняно низькими об'ємами відбору нафти та великими відборами води. Вона може тривати досить довго – доти, поки видобуток нафти залишатиметься рентабельним. У цей період широко застосовують вторинні методи видобутку нафти з вилучення плівкової нафти з пласта, що залишилася.

Під час розробки газового покладу четверту стадію називають завершальним періодом. Він закінчується, коли тиск на усті свердловин не перевищує 0,3 МПа.

7.7 ПРОЄКТУВАННЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

Проект розробки – це комплексний документ, що є програмою дій щодо розробки родовища.

Вихідним матеріалом для складання проекту є інформація про структуру родовища, кількість пластів і пропластків, розміри і конфігурація покладів, властивості колекторів і нафти, газу і води, що їх насичують.

Використовуючи ці дані, визначають запаси нафти, газу та конденсату. Наприклад, загальні геологічні запаси нафти окремих покладів підраховують, помножуючи площу нафтоносності на ефективну нафтонасичену товщу пласта, ефективну пористість, коефіцієнт нафтонасиченості, щільність нафти в поверхневих умовах і величину, обернену до об'ємного коефіцієнта нафти в пластових умовах. Після цього знаходять промислові (або видобуті) запаси нафти, помножуючи величину загальних геологічних запасів коефіцієнт нафтовіддачі.

Після затвердження запасів провадиться комплексне проектування розробки родовища. При цьому використовують результати пробної експлуатації розвідувальних свердловин, у ході якої визначають їх

продуктивність, пластовий тиск, вивчають режими роботи покладів, становище водонафтових (газоводних) та газонафтових контактів та ін.

У ході проектування вибирається система розробки родовища, під якою розуміють визначення необхідної кількості та розміщення свердловин, послідовність їх введення, відомості про способи та технологічні режими експлуатації свердловин, рекомендації щодо регулювання балансу пластової енергії в покладах.

Кількість свердловин має забезпечувати запланований на аналізований період видобуток нафти, газу та конденсату.

Розміщують свердловини на площі покладу рівномірно та нерівномірно. При цьому розрізняють рівномірності та нерівномірності двох видів: геометричну та гідрогазодинамічну. Геометрично рівномірно розміщують свердловини у вузлах правильних умовних сіток (три-, чотири-, п'яти- та шестикутних), нанесених на площу покладу. Гідрогазодинамічно рівномірним є таке розміщення свердловин, коли на кожну припадають однакові запаси нафти (газу, конденсату) в області їх дронування.

Схему розміщення свердловин вибирають з урахуванням форми та розмірів покладу, його геологічної будови, фільтраційних характеристик тощо.

Послідовність введення свердловин в експлуатацію залежить від багатьох чинників: плану видобутку, темпів будівництва промислових споруд, наявності бурових установок тощо. Застосовують «згущені» і «повзучі» схеми розбурювання свердловин. У першому випадку спочатку бурять свердловини по рідкій сітці, по всій площі покладу, а потім «згущують» її, тобто бурять нові свердловини між існуючими. У другому – спочатку бурять всі проєктні свердловини, але на окремих ділянках покладу. І лише згодом добурюють свердловини на інших ділянках.

Схему, що «згущується», застосовують при розбурюванні та розробці великих родовищ зі складною геологічною будовою продуктивних пластів, а «повзучу» – на родовищах зі складним рельєфом місцевості.

Спосіб експлуатації свердловин вибирають залежно від того, що видобувається (газ або нафта), величини пластового тиску, глибини залягання та потужності продуктивного пласта, в'язкості пластової рідини та інших факторів.

Встановлення технологічних режимів експлуатації свердловин зводиться до планування темпів відбору нафти (газу, конденсату). Режими роботи свердловин змінюються у часі залежно від стану розробки покладів (положення контуру газойлі нафтоносності, обводненості свердловин, технічного стану експлуатаційної колони, способу експлуатації свердловин та ін.).

Рекомендації щодо регулювання балансу пластової енергії у покладах мають містити відомості про способи підтримки пластового тиску (заводнення або закачування газу в пласт) та об'єми закачування робочих агентів.

Вибрана система розробки повинна забезпечувати найбільші коефіцієнти нафто-, газо-, конденсатовіддачі, охорону надр та навколишнього середовища за мінімальних наведених витрат.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

8.1 СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ НА ПРОМИСЛАХ

У даний час відомі такі системи промислового збору: самотічна двотрубна, однострубна високонапірна і напірна.

При самопливній двотрубній системі збору (рис. 8.1) продукція свердловин спочатку поділяється при тиску 0,6 МПа. Газ, що виділяється при цьому, під власним тиском транспортується до компресорної станції або відразу на газопереробний завод (ГПЗ), якщо він розташований поблизу. Рідка фаза прямує на другий ступінь сепарації. Газ, що виділився тут, використовують на власні потреби. Нафта з водою самопливом (за рахунок різниці нівелірних висот) надходить у резервуари дільничного збірного пункту, звідки подається насосом у резервуари центрального збірного пункту (ЦСП).

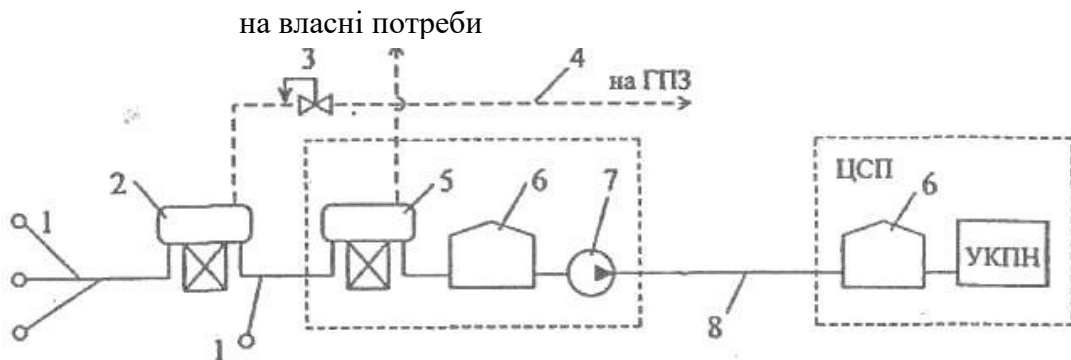


Рисунок 8.1 – Принципова схема самопливної двотрубної системи збору:

- 1 – свердловини; 2 – сепаратор 1-го ступеня; 3 – регулятор тиску типу «до себе»;
4 – газопровід; 5 – сепаратор 2-го ступеня; 6 – резервуари; 7 – насос;
8 – нафтопровід; УСП – дільничний збірний пункт; ЦСП – центральний збірний пункт; УКПН – установка комплексної підготовки нафти

За рахунок самопливного руху рідини зменшуються витрати електроенергії на її транспортування. Однак дана система збору має низку істотних недоліків [8]:

- при збільшенні дебіту свердловин або в'язкості рідини (за рахунок збільшення обводнення, наприклад) система вимагає реконструкції;
- для запобігання утворенню газових скупчень у трубопроводах потрібна глибока дегазація нафти;
- через низькі швидкості руху можливе запарафінування трубопроводів, що призводить до зниження їх пропускної здатності;
- через негерметичність резервуарів та труднощів з використанням газів 2-го ступеня сепарації втрати вуглеводнів при даній системі збору досягають 2 – 3 % від загального видобутку нафти.

З цих причин самопливна двотрубна система збору нині існує лише на старих промислах.

Високонапірна однотрубна система збору (рис. 8.2) – її відмінною особливістю є спільне транспортування продукції свердловин на відстань у кілька десятків кілометрів за рахунок високих (до 6 – 7 МПа) устьових тисків.

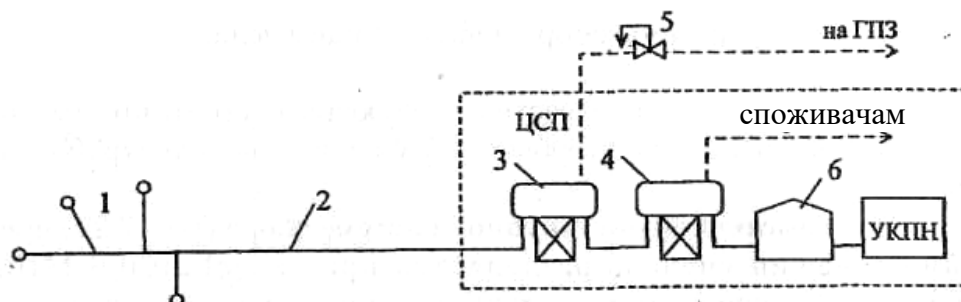


Рисунок 8.2 – Принципова схема високонапірної однотрубно́ї системи збору:

1 – свердловини; 2 – нафтогазовопровід; 3 – сепаратор 1-го ступеня; 4 – сепаратор 2-го ступеня; 5 – регулятор тиску; 6 – резервуари

Застосування високонапірної однотрубно́ї системи дозволяє відмовитися від спорудження дільничних збірних пунктів та перенести операції із сепарації нафти на центральні збірні пункти. Завдяки цьому досягається максимальна концентрація технологічного обладнання, укрупнення та централізація збірних пунктів, скорочується металомісткість нафтогазозбірної мережі, виключається необхідність будівництва насосних та компресорних станцій на території промислу, забезпечується можливість утилізації попутного нафтового газу від початку розробки родовищ.

Недоліком системи є те, що через високий вміст газу в суміші (до 90 % за об'ємом) у нафтогазозбірному трубопроводі мають місце значні пульсації тиску та масові витрати рідини та газу. Це порушує стійкість трубопроводів, викликає їх руйнування через велику кількість циклів навантаження та розвантаження металу труб, негативно впливає на роботу сепараторів та контрольно-вимірювальної апаратури.

Високонапірна однотрубно́я система збору може бути застосована тільки на родовищах із високими пластовими тисками.

Напірна система збору (рис. 8.3) передбачає однотрубно́й транспорт нафти і газу на дільничні сепараційні установки, розташовані на відстані до 7 км від свердловин, і транспортування газонасичених нафт в однофазному стані до ЦСП на відстані 100 км і більше.

Продукція свердловин подається спочатку на майданчик дожимної насосної станції (ДНС), де при тиску 0,6 – 0,8 МПа в сепараторах 1-го ступеня відбувається відділення частини газу, який потім транспортується на ГПЗ безкомпресорним способом. Потім нафта з розчиненим газом, що залишився, відцентровими насосами перекачується на майданчик центрального пункту збору, де в сепараторах 2-го ступеня відбувається остаточне відділення газу. Газ після підготовки компресорами, що виділилися тут, подається на ГПЗ, а дегазована нафта самопливом (висота установки сепараторів 2-го ступеня 10 – 12 м) в сировинні резервуари.

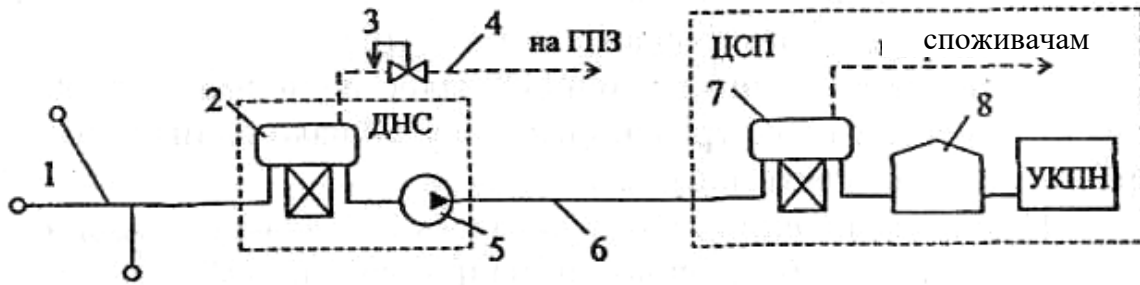


Рисунок 8.3 – Принципова схема напірної системи збору:

1 – свердловини; 2 – сепаратор 1-го ступеня; 3 – регулятор тиску типу «до себе»;
4 – газопровід; 5 – насос; 6 – нафтопровід; 7 – сепаратор 2-го ступеня; 8 – резервуар;
ДНС – дожимна насосна станція

Застосування напірної системи збору дозволяє:

- сконцентрувати на ЦСП обладнання з підготовки нафти, газу та води для групи промислів, розташованих у радіусі 100 км;
- застосовувати для цих цілей більш високопродуктивне обладнання, зменшивши металовитрати, капітальні вкладення та експлуатаційні витрати;
- знизити капіталовкладення та металомісткість системи збору завдяки відмові від будівництва на території промислу компресорних станцій і газопроводів для транспортування нафтового газу низького тиску;
- збільшити пропускну здатність нафтопроводів та зменшити витрати потужності на перекачування внаслідок зменшення в'язкості нафти, що містить розчинений газ.

Недоліком напірної системи збору є великі експлуатаційні витрати на спільне транспортування нафти та води з родовищ до ЦСП і, відповідно, велика витрата енергії та труб на спорудження системи зворотного транспортування очищеної пластової води до родовищ для використання в системі підтримки пластового тиску.

Нині у розвинених нафтовидобувних регіонах застосовують системи збору, позбавлені зазначених недоліків.

Система, зображена на рис. 8.4, а, відрізняється від традиційної напірної тим, що ще перед сепаратором першого ступеня в потік вводять реагент деемульгатор, що руйнує водонафтову емульсію. Це дозволяє відокремити основну кількість води від продукції свердловин на ДНР. На центральному ж збірному пункті установка комплексної підготовки нафти розташована перед сепаратором другого ступеня. Це пов'язано з тим, що нафта, яка містить розчинений газ, має меншу в'язкість, що забезпечує повніше відокремлення води від неї.

Особливістю схеми, зображеної на рис. 8.4, б, і те, що установка комплексної підготовки нафти перенесена ближче до свердловин. ДНС, де розміщується УКПН, і називається комплексним збірним пунктом.

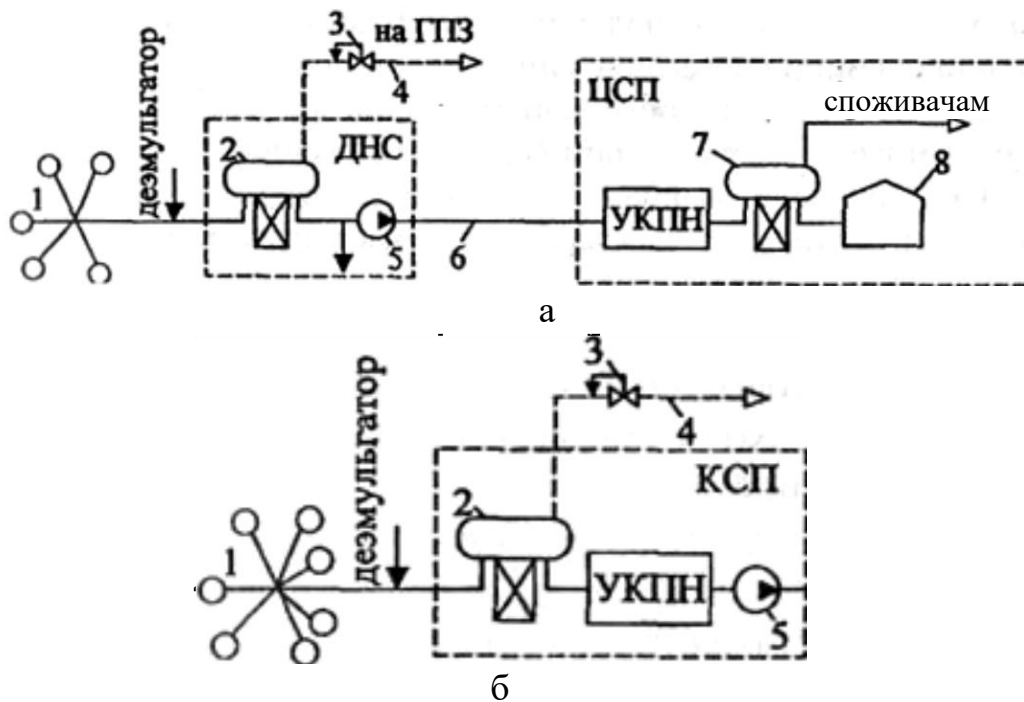


Рисунок 8.4 – Принципові схеми сучасних систем збору:
 а – з підготовкою нафти в газонасиченому стані на ЦСП;
 б – з підготовкою нафти в газонасиченому стані на КСП.
 (Позначення див. на рис. 8.3)

Остання схема застосовується за великої кількості свердловин, підключених до КСП.

8.2 ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА НАФТИ

З нафтових свердловин у загальному випадку витягується складна суміш, що складається з нафти, попутного нафтового газу, води та механічних домішок (піску, окалини та ін.). У такому вигляді транспортувати продукцію нафтових свердловин магістральними нафтопроводами не можна. По-перше, вода – це баласт, перекачування якого не приносить прибутку. По-друге, при спільній течії нафти, газу та води мають місце значно більші втрати тиску на подолання сил тертя, ніж при перекачуванні однієї нафти. Крім того, великий опір, створюваний газовими шапками, защемленими у вершинах профілю та скупчень води в знижених точках траси. По-третє, мінералізована пластова вода викликає прискорену корозію трубопроводів та резервуарів, а частинки хутрянних домішок – абразивний знос обладнання.

Метою промислової підготовки нафти є її дегазація, зневоднення, знесолення та стабілізація.

Дегазація

Дегазація нафти здійснюється з метою відокремлення газу від нафти. Апарат, в якому це відбувається, називається сепаратором, а сам процес поділу – сепарацією.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Процес сепарації здійснюється у кілька етапів (ступенів). Чим більше ступенів сепарації, тим більше вихід дегазованої нафти з однієї й тієї ж кількості пластової рідини. Однак при цьому збільшуються капіталовкладення у сепаратори. У зв'язку з вищесказаним кількість ступенів сепарації обмежують двома-трьома.

Сепаратори бувають вертикальні, горизонтальні та гідроциклонні.

Вертикальний сепаратор являє собою вертикально встановлений циліндричний корпус з напівсферичними днищами з патрубками для введення газорідинної суміші та виведення рідкої та газової фаз, запобіжною та регулюючою арматурою, а також спеціальними пристроями, що забезпечують поділ рідини та газу.

Вертикальний сепаратор працює у такий спосіб (рис. 8.5). Газонафтова суміш під тиском надходить у сепаратор по патрубку 1 в роздавальний колектор 2 зі щілинним виходом. Регулятором тиску 3 в сепараторі підтримується певний тиск, який менше початкового тиску газорідинної суміші. За рахунок зменшення тиску із суміші в сепараторі виділяється розчинений газ. Оскільки цей процес не є миттєвим, час перебування суміші в сепараторі прагнуть збільшити за рахунок установавання похилих полиць 6, якими вона стікає в нижню частину апарату. Газ, що виділяється, піднімається вгору. Тут він проходить через жалюзійний краплевловлювач 4, що слугує для відділення крапель нафти, і далі прямує в газопровід. Уловлена нафта дренажної труби 12 стікає вниз.

Контроль за рівнем нафти в нижній частині сепаратора здійснюють за допомогою регулятора рівня 8 і рівнемірного скла 11. Шлам (пісок, окалина і т.п.) з апарату видаляється трубопроводом 9.

Перевагами вертикальних сепараторів є відносна простота регулювання рівня рідини, а також очищення від відкладень парафіну та механічних домішок. Вони займають відносно невелику площу, що особливо важливо за умов морських промислів, де промислове обладнання монтується на платформах чи естакадах. Однак вертикальні сепаратори мають і суттєві недоліки: меншу продуктивність порівняно з горизонтальними при тому самому діаметрі апарату; меншу ефективність сепарації.

Горизонтальний газонафтовий сепаратор (рис. 8.6) складається з технологічної місткості 1, всередині якої розташовано два похилих жолоби 2, піногасник 3, відокремлювач 5 і пристрій 7 для запобігання утворенню воронки при дренажі нафти. Технологічна місткість забезпечена патрубком 10 для введення газонафтової суміші, штуцерами виходу газу 4 і нафти 6 і люк-лазом 8. Похилі полиці виконані у вигляді жолобів з відбором не менше 150 мм. У місці введення газонафтової суміші в сепаратор змонтовано розподільний пристрій 9.

Сепаратор працює у такий спосіб. Газонафтова суміш через патрубок 10 і розподільний пристрій 9 надходить на жолоби 2 і стікає по них в нижню частину технологічної місткості. Спливаючи по похилих жолобах, нафта звільняється від бульбашок газу. Газ, що виділився з нафти, проходить піногасник 3, де руйнується піна, і вологовіддільник 5, де очищається від

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

крапель нафти, і через штуцер виходу газу 4 відводиться з апарату. Дегазована нафта накопичується в нижній частині технологічної місткості та відводиться з апарату через штуцер 6.

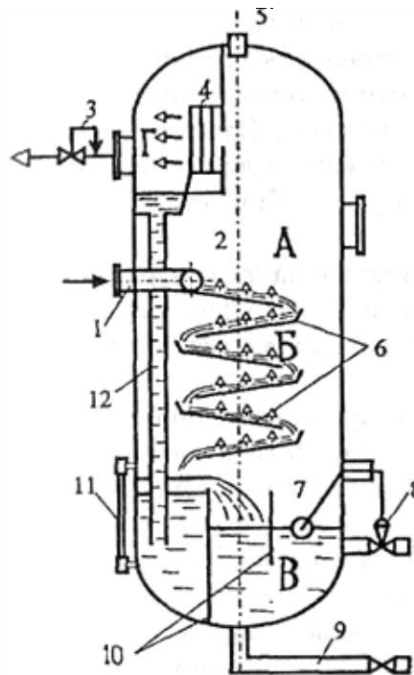


Рисунок 8.5 – Вертикальний сепаратор:

*А – основна сепараційна секція; Б – осадова секція; В – секція збору нафти;
Г – секція краплевидалення; 1 – патрубок введення газорідинної суміші; 2 – роздавальний колектор із циліндричним виходом; 3 – регулятор тиску «до себе» на лінії відведення газу;
4 – жалюзійний краплевловлювач; 5 – запобіжний клапан; 6 – похилі жолоби; 7 – поплавець;
8 – регулятор рівня лінії відведення нафти; 9 – лінія скидання шламу;
10 – перегородки; 11 – рівнемірне скло; 12 – дренажна труба*

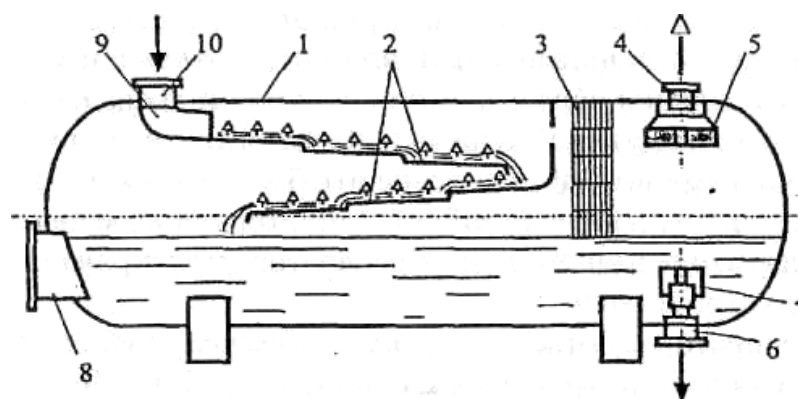


Рисунок 8.6 – Горизонтальний газонафтовий сепаратор:

*1 – технологічна місткість; 2 – похилі жолоби; 3 – піногасник; 4 – вихід газу;
5 – вологовіддільник; 6 – вихід нафти; 7 – пристрій для запобігання утворенню воронки;
8 – люк-лаз; 9 – розподільний пристрій; 10 – введення продукції*

Для підвищення ефективності процесу сепарації у горизонтальних сепараторах використовують гідроциклонні пристрої.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Горизонтальний газонафтовий сепаратор гідроциклонного типу (рис. 8.8) складається з технологічної місткості 1 і декількох одноточкових гідроциклонів 2. Конструктивно одноточковий циклон являє собою вертикальний циліндричний апарат з тангенціальним введенням газонафтової суміші, всередині якого розташовані напрямний патрубок 3 і секція перетікання 4. В одноточковому гідроциклоні суміш здійснює одночасно рух, утворюючи низхідний вихор. Нафта під дією відцентрової сили притискається до стінки циклону, а газ, що виділився й очищений від крапель рідини, рухається в центрі його. У секції перетікання нафта і газ змінюють напрямок руху з вертикального на горизонтальний і надходять окремо в технологічну місткість. Далі газовий потік проходить краплевіддільник 5, решітки розподільні 6 і виходить з сепаратора. Нафта по похилих жолобах 7 стікає в нижню частину місткості. Її рівень підтримується за допомогою регулятора 8.

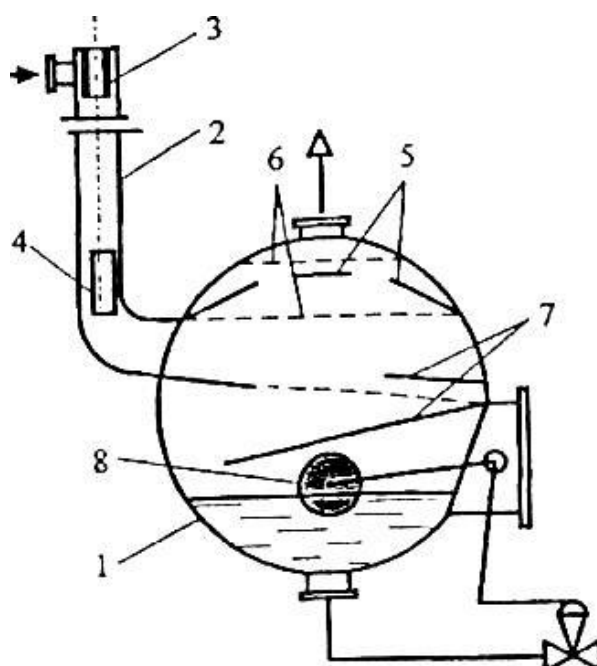


Рисунок 8.8 – Горизонтальний газонафтовий сепаратор гідроциклонного типу:

*1 – місткість; 2 – одноточковий гідроциклон; 3 – напрямний патрубок;
4 – секція перетікання; 5 – краплевіддільник; 6 – розподільні решітки;
7 – похилі жолоби; 8 – регулятор рівня*

Зневоднення

При витягуванні з пласта, під час руху по насосно-компресорних трубах у стовбурі свердловини, а також по промислових трубопроводах суміші нафти і води, утворюється водонафтова емульсія – механічна суміш нерозчинних одна в одній рідин, що знаходяться в дрібнодисперсному стані.

В емульсіях прийнято розрізняти дисперсійне (зовнішнє, суцільне) середовище та дисперсну (внутрішню, роз'єднану) фазу. За характером дисперсійного середовища та дисперсної фази розрізняють два типи емульсій: «нафта у воді» та «вода у нафті». Тип емульсії, що утворюється, в основному залежить від співвідношення об'ємів фаз, а також від температури, поверхневого натягу на межі «нафта-вода» та ін.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Однією з найважливіших характеристик емульсій є діаметр крапельно-дисперсної фази, оскільки від нього залежить швидкість їх осадження.

Для руйнування емульсій застосовують такі методи:

- гравітаційний холодний поділ;
- внутрішньотрубна деемульсація;
- термічна дія;
- термохімічна дія;
- електрична дія;
- фільтрація;
- розподіл у полі відцентрових сил.

Гравітаційний холодний поділ застосовують при високому вмісті води в пластовій рідині. Відстоювання проводять у відстійниках періодичної та безперервної дії.

Як відстійники періодичної дії зазвичай використовують сировинні резервуари, аналогічні резервуарам для зберігання нафти. Після заповнення таких резервуарів сировою нафтою вода осідає в їх нижню частину.

У відстійниках безперервної дії відділення води здійснюється при безперервному проходженні обробленої суміші через відстійник. Принципова схема відстійника безперервної дії наведена на рис. 8.9.

Довжина відстійника визначається за умови, що від нафти повинні відокремитися краплі заданого розміру.

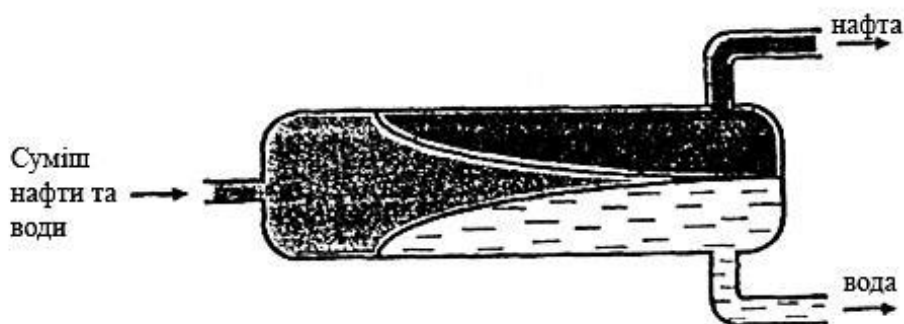


Рисунок 8.9 – Принципова схема відстійника безперервної дії

Сутність методу внутрішньотрубною деемульсації полягає в тому, що до суміші нафти та води додається спеціальна речовина-деемульгатор у кількості 15 – 20 г на тонну емульсії. Деемульгатор руйнує захисну оболонку на поверхні крапель води та забезпечує цим умови їх злиття при зіткненнях. Надалі ці укрупнені крапельки відносно легко відокремлюються у відстійниках за рахунок різниці щільностей фаз.

Термічна дія полягає в тому, що нафту, що піддається зневодненню, перед відстоюванням нагрівають. При нагріванні, з одного боку, зменшується міцність захисних оболонок на поверхні крапель, а, значить, полегшується їх злиття; з іншого боку, зменшується в'язкість нафти, в якій осідають краплі, а це збільшує швидкість поділу емульсії.

Нагрівають емульсію в резервуарах, теплообмінниках та трубчатих печах до температури 45 – 80 °С.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Термохімічний метод полягає у поєднанні термічної дії та внутрішньотрубною деемульсації.

Електрична дія на емульсії проводиться в апаратах, які називають електродегідратами. Під дією електричного поля на протилежних кінцях крапель води з'являються різноманітні електричні заряди. В результаті крапельки притягуються одна до одної та зливаються. Потім вони осідають на дно місткості.

Фільтрацію застосовують для руйнування нестійких емульсій. Як матеріал фільтрів використовують речовини, що не змочуються водою, але змочуються нафтою. Тому нафта проникає крізь фільтр, а вода ні.

Поділ у полі відцентрових сил робиться в центрифугах, які являють собою ротор, що обертається з великим числом оборотів. У ротор по порожньому валу подається емульсія. Тут вона під дією сил інерції поділяється, оскільки краплі води та нафти мають різні щільності.

При зневодненні вміст води нафти доводиться до 1 – 2 %.

Знесолювання

Знесолювання нафти здійснюється змішуванням зневодненої нафти з прісною водою, після чого отриману штучну емульсію знову зневоднюють. Така послідовність технологічних операцій пояснюється тим, що навіть у зневодненій нафті залишається деяка кількість води, в якій розчинені солі. При змішуванні з прісною водою солі розподіляються по всьому її об'єму і, отже, їх середня концентрація у воді зменшується.

При знесолюванні вміст солей у нафті доводиться до величини менше 0,1 %.

Стабілізація

Під процесом стабілізації нафти розуміється відокремлення від неї легких (пропан-бутанів та частково бензинових) фракцій з метою зменшення втрат нафти при її подальшому транспортуванні.

Стабілізація нафти здійснюється шляхом гарячої сепарації чи шляхом ректифікації. При гарячій сепарації нафту спочатку нагрівають до температури 40 – 80 °С, а потім подають у сепаратор. Легкі вуглеводні, що виділяються при цьому, відсмоктуються компресором і направляються в холодильну установку. Тут важкі вуглеводні конденсуються, а легкі збираються та закачуються у газопровід.

При ректифікації нафта піддається нагріванню у спеціальній стабілізаційній колоні під тиском і за підвищених температурах (до 240 °С). Відокремлені в стабілізаційній колоні легкі фракції конденсують і перекачують на газодифузійні установки або ГПЗ для подальшої переробки.

До ступеня стабілізації товарної нафти пред'являються жорсткі вимоги: тиск пружності її пари при 38 °С не повинен перевищувати 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

Встановлення комплексної підготовки нафти

Процеси зневоднення, знесолення та стабілізації нафти здійснюють на установках комплексної підготовки нафти (УКПН).

Принципова схема УКПН з ректифікацією наведена на рис. 8.10.

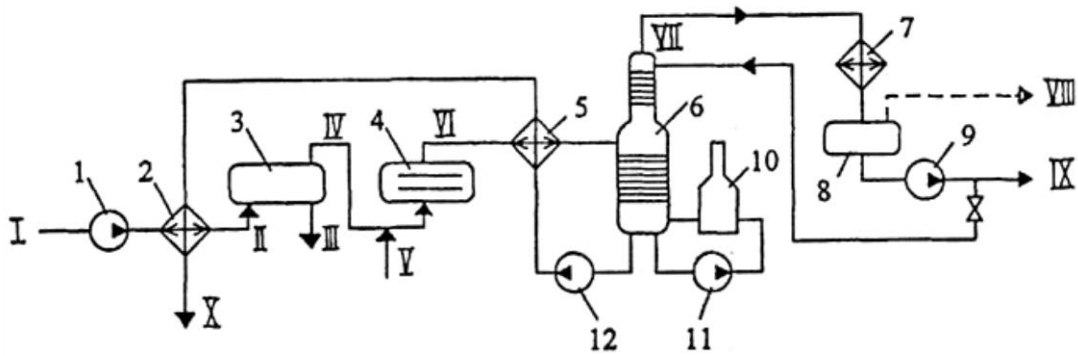


Рисунок 8.10 – Принципова схема установки комплексної підготовки нафти:

- 1, 9, 11, 12 – насоси; 2, 5 – теплообмінники; 3 – відстійник;
 4 – електродегідратор; 6 – стабілізаційна колона;
 7 – конденсатор-холодильник; 8 – місткість зрошення; 10 – піч;
 I – холодна «сира» нафта; II – підігріта «сира» нафта; III – дренажна вода;
 IV – частково зневоднена нафта; V – прісна вода; VI – зневоднена та знесолена нафта; VII – пара легких вуглеводнів; VIII – несконденсована пара;
 IX – широка фракція (сконденсована пара); X – стабільна нафта

Працює УКПН у такий спосіб. Холодна «сира» нафта із резервуарів ЦСП насосом 1 через теплообмінник 2 подається у відстійник 3 безперервної дії. Тут більшість мінералізованої води осідає на дно апарату і відводиться для подальшої підготовки з метою закачування в пласт (III). Далі в потік вводиться прісна вода (V), щоб зменшити концентрацію солей в мінералізованій воді, що залишилася. В електродегідраторі 4 відбувається остаточне відділення води від нафти, і зневоднена нафта через теплообмінник 5 надходить у стабілізаційну колону 6. За рахунок прокачування нафти з низу колони через піч 10 насосом 11 її температура доводиться до 240 °С. При цьому легкі фракції нафти випаровуються, піднімаються у верхню частину колони і далі надходять у конденсатор-холодильник 7. Тут пропан-бутанові та пентанові фракції в основному конденсуються, утворюючи так звану широку фракцію, а несконденсовані компоненти відводяться для використання як паливо. Широка фракція відкачується насосом 9 на фракціонування, а частково використовується для зрошення в колоні 6. Стабільна нафта з низу колони насосом 12 відкачується в товарні резервуари. На цьому шляху гаряча стабільна нафта віддає частину свого тепла сирій нафті в теплообмінниках 2, 5.

Неважко бачити, що в УКПН відбувається зневоднення, знесолення та стабілізація нафти. Причому для зневоднення використовують одночасно підігрів, відстоювання та електричну дію, тобто поєднання відразу кількох методів.

8.3 СИСТЕМИ ПРОМИСЛОВОГО ЗБОРУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Існуючі системи збору газу класифікують:

- за рівнем централізації технологічних об'єктів підготовки газу;
- за конфігурацією трубопровідних комунікацій;
- за робочим тиском.

За рівнем централізації технологічних об'єктів підготовки газу розрізняють індивідуальні, групові та централізовані системи збору.

При індивідуальній системі збору (рис. 8.11) кожна свердловина має свій комплекс споруд для підготовки газу (УПГ), після якого газ надходить у збірний колектор і далі на центральний збірний пункт (ЦСП). Ця система застосовується у початковий період розробки родовища і навіть на промислах із великим віддаленням свердловин одна від одної. Недоліками індивідуальної системи є:

- розосередженість обладнання та апаратів по всьому промислу, а, отже, складності організації постійного та висококваліфікованого обслуговування, автоматизації та контролю за роботою цих об'єктів;
- збільшення сумарних втрат газу по промислу за рахунок наявності великої кількості технологічних об'єктів тощо.

При груповій системі збору (рис. 8.11, б) весь комплекс з підготовки газу зосереджено на груповому збірному пункті (ГСП), який обслуговує кілька близько розташованих свердловин (до 16 і більше). Групові збірні пункти підключають до промислового збірного колектору, по якому газ надходить на центральний збірний пункт і далі споживачеві.

Групові системи збору набули широкого поширення, оскільки їх впровадження дозволяє збільшити потужність та коефіцієнт завантаження технологічних апаратів, зменшити кількість об'єктів контролю, обслуговування та автоматизації, а в результаті – знизити витрати на облаштування родовища.

При централізованій системі збору (рис. 8.11, в) газ від усіх свердловин за індивідуальними лініями або збірним колектором надходить до єдиного центрального збірного пункту, де здійснюється весь комплекс технологічних процесів підготовки газу і звідки він направляється споживачам.

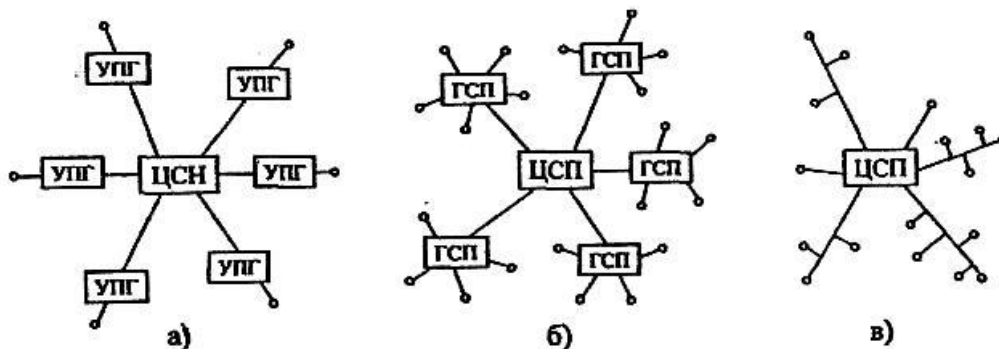


Рисунок 8.11 – Системи збору газу на промислах:

а – індивідуальна; б – групова; в – централізована;

УПГ – установка підготовки газу; ГСП – груповий збірний пункт;

ЦСП – централізований збірний пункт

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Застосування централізованих систем збору дозволяє здійснити ще більшу концентрацію технологічного обладнання, а за рахунок застосування більш високопродуктивних апаратів зменшити металовитрати та капітальні вкладення у підготовку газу.

У кожному конкретному випадку вибір системи збору газу обґрунтовується техніко-економічним розрахунком.

За конфігурацією трубопроводних комунікацій розрізняють безколекторні та колекторні газозбірні системи. При безколекторній системі збору газ (підготовлений чи ні) надходить на ЦСП зі свердловин по індивідуальних лініях. У колекторних газозбірних системах окремі свердловини підключають до колекторів, а вже ними газ надходить на ЦСП.

Розрізняють лінійні, променеві та кільцеві колекторні газозбірні системи (рис. 8.12).

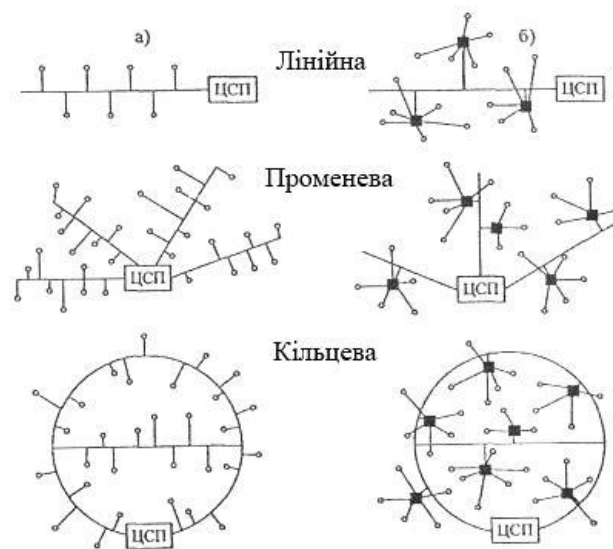


Рисунок 8.12 – Форми колекторної газозбірної мережі:

підключення свердловин: а – індивідуальне; б – групове

Лінійна газозбірна мережа складається з одного колектору і застосовується при розробці витягнутих у плані родовищ великою кількістю (2 – 3) рядів свердловин. **Променева** газозбірна мережа складається з кількох колекторів, що сходяться в одній точці у вигляді променів. **Кільцева** газозбірна мережа є замкнутим колектором, що огинає більшу частину родовища і має перемички. Кільцева форма мережі дозволяє забезпечити безперебійну подачу газу споживачам у разі виходу з експлуатації однієї з ділянок колектора.

За робочим тиском системи збору газу ділять на вакуумні ($P < 0,1$ МПа), низького тиску ($0,1 < P < 0,6$ МПа), середнього ($0,6 < P < 1,6$ МПа) та високого тиску ($P > 1,6$ МПа).

8.4 ПРОМИСЛОВА ПІДГОТОВКА ГАЗУ

Природний газ, що надходить із свердловин, містить у вигляді домішок тверді частинки (пісок, окалина), конденсат важких вуглеводнів, пари води, а у низці випадків сірководень і вуглекислий газ. Присутність у газі твердих частинок призводить до абразивного зносу труб, арматури та деталей

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

компресорного обладнання, засмічення контрольно-вимірювальних приладів. Конденсат важких вуглеводнів осідає в нижніх точках газопроводів, зменшуючи їх прохідний переріз. Наявність водяної пари в газі призводить до корозії трубопроводів та обладнання, а також до утворення в трубопроводах гідратів – снігоподібної речовини, здатної повністю перекрити переріз труб.

Сірководень є шкідливою домішкою. При його вмісті більше ніж 0,01 мг в 1 л повітря робочої зони він отруйний. А в присутності вологи сірководень здатний утворювати розчини сірчистої та сірчаної кислот, що різко збільшують швидкість корозії труб, арматури та обладнання.

Вуглекислий газ шкідливий тим, що знижує температуру згоряння газу, а також призводить до корозії обладнання. Тому його доцільно відокремити на промислах.

Завданнями промислової підготовки газу є його очищення від хутряних домішок, важких вуглеводнів, пари води, сірководню та вуглекислого газу.

Очищення газу від механічних домішок

Для очищення природного газу від хутряних домішок використовують апарати 2-х типів:

- працюючі за принципом «мокрого» уловлювання пилу (масляні пиловловлювачі);
- працюючі за принципом «сухого» відділення пилу (циклонні пиловловлювачі);

На рис. 8.13 зображена конструкція вертикального масляного пиловловлювача. Це вертикальна циліндрична посудина зі сферичними днищами. Пиловловлювач складається з трьох секцій: промивної А (від нижнього днища до перегородки 5), в якій підтримується постійний рівень масла; осаджувальної Б (від перегородки 5 до перегородки 6), де газ звільняється від великих частинок масла, і відбійної (скруберної) секції В (від перегородки 6 до верхнього днища), де відбувається остаточне очищення газу від захоплених частинок масла.

Пиловловлювач працює таким чином. Очищений газ входить в апарат через патрубок 10. Натікаючи на козирок 9 він змінює напрямок свого руху. Великі ж частинки хутряних домішок, пилу та рідини за інерцією продовжують рухатися горизонтально. При ударі об козирок їх швидкість гаситься, і під дією сили тяжіння вони випадають у масло. Далі газ направляється на контактні трубки 4, нижній кінець яких розташований в 20 – 50 мм над поверхнею масла. При цьому газ захоплює за собою масло в контактні трубки, де воно огортає зважені частинки пилу.

У секції осаду швидкість газу різко знижується. Великі частинки пилу і рідини, що випадають при цьому, по дренажних трубках 11 стікають униз. Найбільш легкі частинки з осаджувальної секції захоплюються газовим потоком у верхню скруберну секцію В. Її основний елемент – скрубер, що складається з декількох рядів перегородок 8, розташованих у шаховому порядку. Проходячи через лабіринт перегородок газ багаторазово змінює напрямок руху, а частинки масла по інерції ударяються об перегородки і стікають спочатку на дно скруберної секції, а потім по дренажних трубках 11 в

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

нижню частину пиловловлювача.

Очищений газ виходить з апарата через газовідвідний патрубок 7. Осілий на дно пиловловлювача шлам періодично (раз на 2 – 3 місяці) видаляють через люк 12. Забруднене масло через трубку 1 зливають у відстійник. Замість забрудненого в пиловловлювач по трубці 2 доливають очищене масло. Контроль над його рівнем ведуть за шкалою показчика рівня 3.

Поряд з «мокрим» для очищення газів від твердої та рідкої суспензії застосовують і «сухе» пиловловлення. Найбільшого поширення набули циклонні пиловловлювачі.

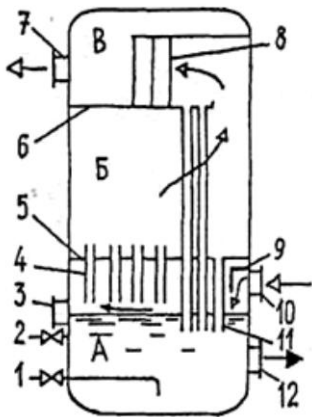


Рисунок 8.13 – Вертикальний масляний пиловловлювач:

- 1 – трубка для зливу забрудненого масла;
- 2 – трубка для доливання свіжого масла;
- 3 – показчик рівня; 4 – контактні трубки;
- 5, 6 – перегородки; 7 – патрубок для виведення газу; 8 – скрубери; 9 – козирок; 10 – патрубок для введення газу; 11 – дренажні трубки;
- 12 – люк для видалення шламу

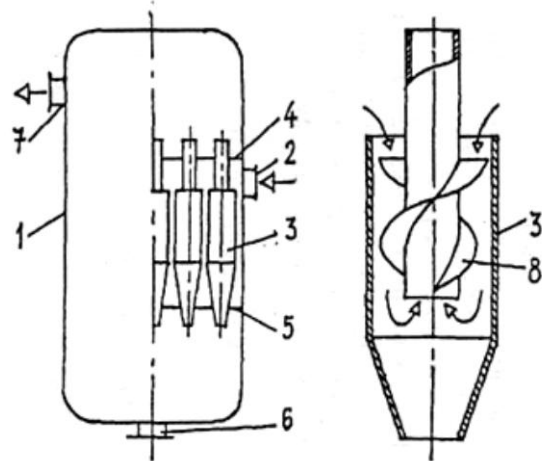


Рисунок 8.14 – Циклонний пиловловлювач:

- 1 – корпус; 2 – патрубок для введення газу; 3 – циклон;
- 4, 5 – перегородки; 6 – патрубок для видалення шламу; 7 – патрубок для виведення газу; 8 – гвинтові лопаті

У товарному газі вміст механічних домішок не повинен перевищувати $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Схема, що пояснює роботу циклонного пиловловлювача, наведена на рис. 8.14. Газ входить в апарат через патрубок 2 і потрапляє в батарею циклонів 3. Під дією відцентрової сили тверді та рідкі частинки відкидаються до периферії, загальмовуються об стінку циклону і випадають у нижню частину апарата, звідки виводяться через патрубок 6. А очищений газ потрапляє у верхню частину апарата, звідки виводиться через патрубок 7.

Осушення газу

Для осушення газу використовують такі методи:

- охолодження;
- абсорбція;
- адсорбція.

Поки пластовий тиск значно більший за тиск у магістральному газопроводі газ охолоджують, дроселюючи зайвий тиск. При цьому газ розширюється і відповідно до ефекту Джоуля-Томсона охолоджується.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Якщо пластовий тиск знижений, то охолодження газу проводять на установках низькотемпературної сепарації. Ці установки дуже складні та дорогі.

Технологічна схема абсорбційного осушення газу за допомогою діетиленгліколю (ДЕГ) наведена на рис. 8.15.

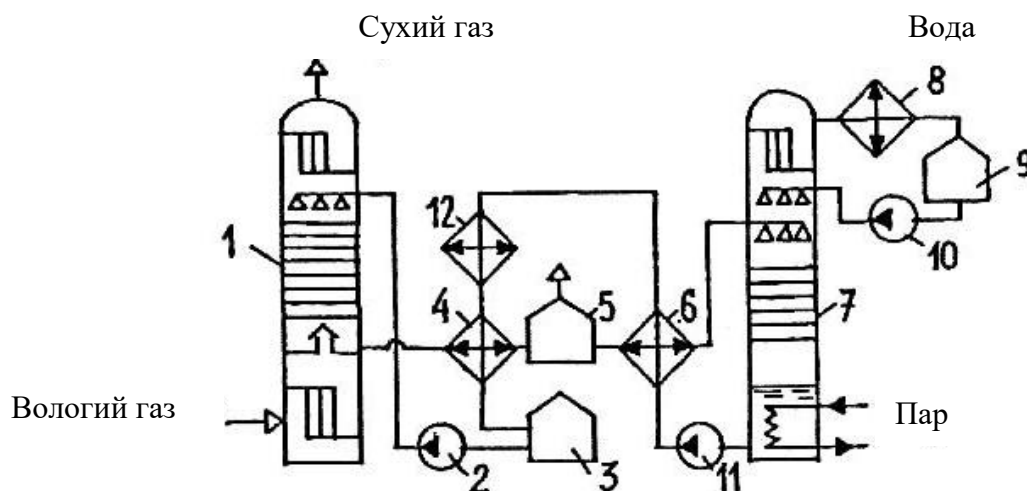


Рисунок 8.15 – Принципова схема осушення газу методом абсорбції:

1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насоси; 3, 9 – місткості; 4, 6 – теплообмінники; 5 – вивітрювач;
7 – десорбер; 8 – конденсатор-холодильник; 12 – холодильник

Газ, що вимагає осушення, надходить в абсорбер 1. У нижній скруберній секції він очищається від зважених крапель рідини і піднімається вгору, проходячи через систему тарілок. Назустріч газу тарілками стікає концентрований розчин ДЕГ, закачуваний в абсорбер насосом 2 з місткості 3. Розчин ДЕГ поглинає пари води. Далі газ проходить через верхню скруберну секцію, де звільняється від захоплених крапель розчину і виходить із апарата.

Решта технологічної схеми слугує для відновлення абсорбенту. Використаний розчин ДЕГ, що містить 2 – 2,5 % води, відбирається з нижньої глухої тарілки абсорбера 1, підігрівається в теплообміннику 4 зустрічним потоком регенованого розчину і направляється у вивітрювач 5, де звільняється від газів, що не конденсуються. Далі розчин знову підігрівається в теплообміннику 6 і надходить у десорбер (випарну колону) 7. Випарна колона складається з двох частин: власне колони тарілкового типу, в якій з розчину ДЕГ, що стікає вниз, випаровується волога зустрічним потоком гарячої водяної пари і парів ДЕГ (верхня частина колони) та кип'ятильника (нижня частина колони), де відбувається нагрівання розчину до температури 150 – 160 °С випаровування води. Водяна пара з десорбера надходить у конденсатор-холодильник 8, де він конденсується і збирається в місткості 9. Частина отриманої води насосом 10 закачується у верхню частину колони, щоб дещо понизити там температуру та зменшити випаровування, а, відповідно, і винесення ДЕГ. Регенований гарячий розчин ДЕГ прокачується через теплообмінники 6 і 4 холодильника 12 і надходить в місткість 3.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Робота десорбера основана на різній температурі кипіння води та абсорбенту: для ДЕГ вона дорівнює 244,5 °С, а для триетиленгліколю (ТЕГ) 287,4 °С. Діетиленгліколь знижує точку роси газу на 25 – 35 градусів, а триетиленгліколь – на 40 – 45. Обидві рідини мають малу в'язкість, неагресивні в корозійному відношенні, дуже слабо розчиняють природні гази і мають низьку пружність парів, що полегшує їх регенерацію.

Недоліками абсорбційного осушення газу є винесення абсорбенту та відносна складність його регенерації.

Технологічна схема осушення газу методом адсорбції наведена на рис. 8.16. Вологий газ надходить в адсорбер 1, де він проходить знизу вгору через шар адсорбенту – твердої речовини, що поглинає пари води і далі виводиться з апарата. Процес осушення газу здійснюється протягом певного (12 – 16 год) часу. Після цього вологий газ пускають через адсорбер 2, а адсорбер 1 відключають і виводять на регенерацію. Для цього через регулятор тиску 3 типу «після себе» з газової мережі відбирається сухий газ і повітродувкою 6 подається в підігрівач 7, де газ нагрівається до температури 180 – 200 °С. Далі він подається в адсорбер 1, де відбирає вологу від адсорбенту, після чого надходить у холодильник 4. Сконденсована вода збирається в місткості 5, а газ використовують для осушення повторно і т.д. Процес регенерації адсорбенту триває 6 – 7 год. Після цього протягом близько 8 год адсорбер остигає.

Осушення газу адсорбентами проводять, як правило, у тих випадках, коли необхідно досягти точку роси менше -30°C . Як адсорбенти використовують боксити, хлористий кальцій у твердому вигляді, цеоліти, силікагель та ін.

Очищення газу від сірководню

Очищення газу від сірководню здійснюють методами адсорбції та абсорбції.

Принципова схема очищення газу від H_2S методом адсорбції аналогічна схемі осушення газу абсорбційним методом. Як адсорбент використовують гідрат окису заліза та активоване вугілля.

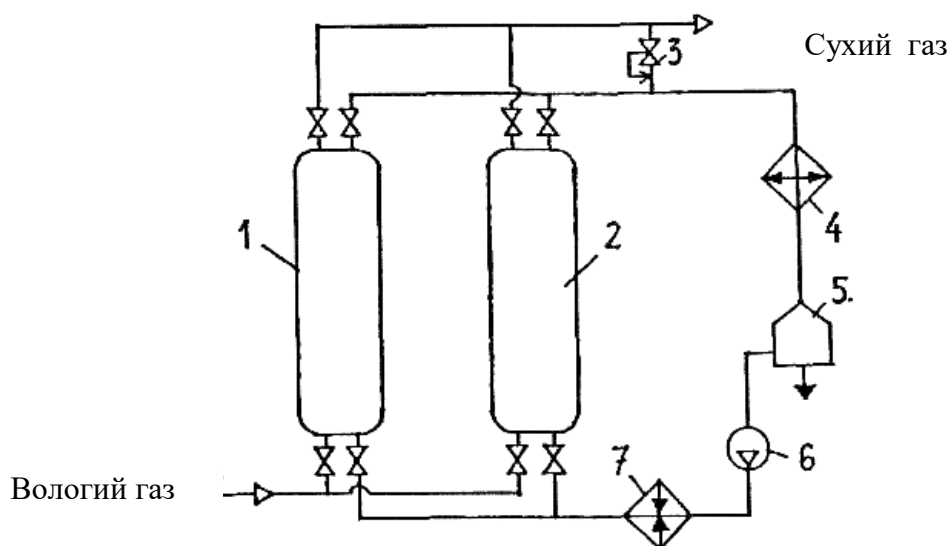


Рисунок 8.16 – Принципова схема осушення газу методом адсорбції:

1, 2 – адсорбери; 3 – регулятор тиску типу «після себе»; 4 – холодильник;

5 – місткість; 6 – газодувка; 7 – підігрівач газу

Принципова схема очищення газу H_2S методом абсорбції наведена на рис. 8.17. Очищений газ надходить в абсорбер 1 і піднімається вгору через систему тарілок. Назустріч газу рухається концентрований розчин абсорбенту. Роль рідкого поглинача в даному випадку виконують водні розчини етаноламінів: моноетаноламіну (МЕА), діетаноламіну (ДЕА) і триетаноламіну. Температура кипіння при атмосферному тиску становить відповідно МЕА – $172^\circ C$, ДЕА – $268^\circ C$, ТЕА – $277^\circ C$.

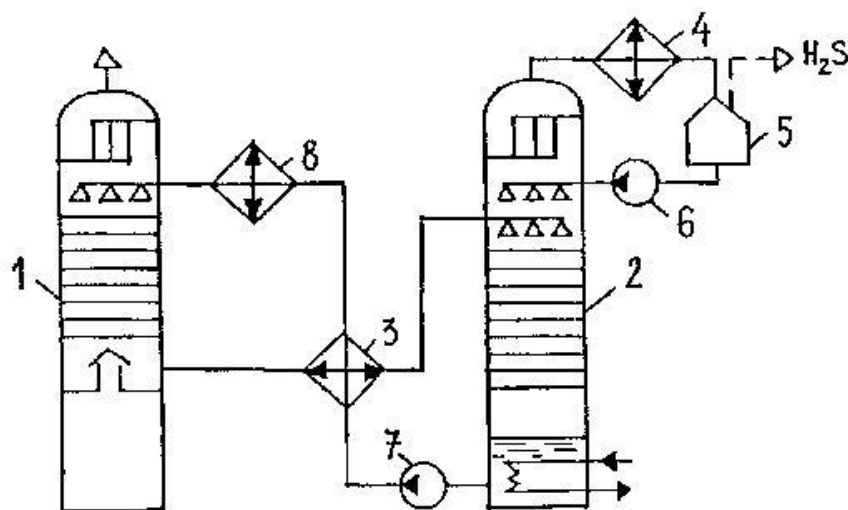


Рисунок 8.17 – Принципова схема очищення газу від сірководню:
 1 – абсорбер; 2 – випарна колона (десорбер); 3 – теплообмінник; 4, 8 – холодильники;
 5 – місткість-сепаратор; 6, 7 – насоси

Абсорбент вступає в хімічну реакцію з сірководнем, що міститься в газі, забираючи продукт реакції з собою. Очищений газ виводиться з апарата через скрубєрну секцію, в якій затримуються краплі абсорбенту.

На регенерацію абсорбент подається у випарну колону 2 через теплообмінник 3. У нижній частині колони нагрівається до температури близько $100^\circ C$. При цьому відбувається розкладання сполуки сірководню з абсорбентом, після чого H_2S , що містить пари етаноламінів, через верх колони надходить в холодильник 4. В місткості 5 пара абсорбенту, що сконденсувалася, відокремлюється від сірководню і насосом 6 закачується у випарну колону. Газ же прямує на переробку.

Гарячий регенований абсорбент із нижньої частини колони 2 насосом 7 подається для нового використання. На шляху абсорбент віддає частину свого тепла теплообміннику 3, а потім остаточно остигає в холодильнику 8.

З отриманого сірководню виробляють сірку.

Робота етаноламінових газоочисних установок автоматизована. Ступінь очищення газу становить 99 % і вище. Недоліком процесу є відносно велика витрата газу.

Очищення газу від вуглекислого газу

Зазвичай очищення газу від CO_2 проводять одночасно з його очищенням від сірководню, тобто етаноламінами (рис. 8.18).

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

При високому вмісті CO_2 (до 12 – 15%) та незначній концентрації сірководню застосовують очищення газу водою під тиском. Газ, що містить CO_2 , подається в реактор 1, заповнений залізними або керамічними кільцями Рашига, які зрошуються водою під тиском. Очищений газ потім проходить водовіддільник 2 і йде за призначенням.

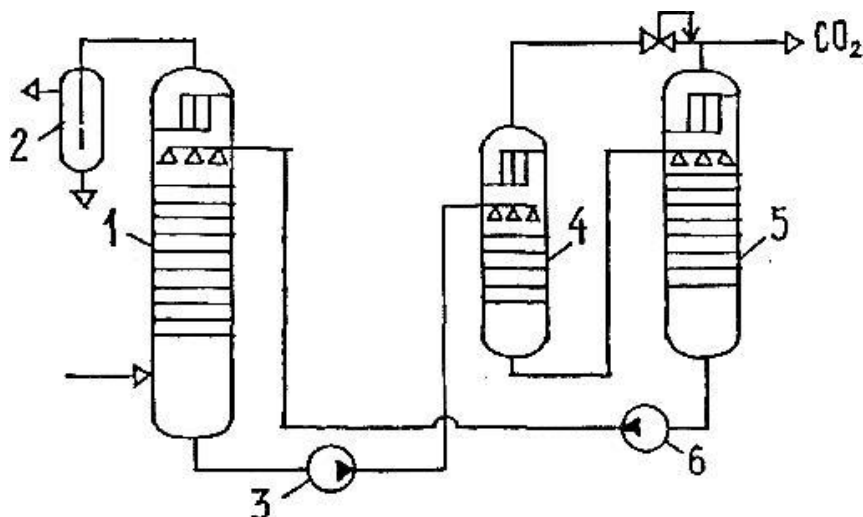


Рисунок 8.18 – Принципова схема очищення газу від двоокису вуглецю водою під тиском:

1 – реактор; 2 – водовіддільник; 3, 6 – насоси; 4 – експансер; 5 – дегазаційна колона

Вода, насичена вуглекислим газом, насосом 3 подається в експансер 4 для відділення CO_2 методом розбризкування. Для повного видалення CO_2 вода подається в дегазаційну градирню 5 звідки насосом 6 повертається в реактор 1.

Вуглекислий газ, що виділяється, використовують для виробництва соди, сухого льоду і т.п.

8.5 СИСТЕМА ПІДГОТОВКИ ТА ЗАКАЧУВАННЯ ВОДИ У ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ

Під час розробки нафтових і газових родовищ значні об'єми води витрачаються на підтримку пластового тиску, що дозволяє продовжити період фонтанування свердловин і значно збільшити коефіцієнти нафтогазовіддачі. Орієнтовна витрата води для видобутку однієї тони нафти становить у середньому: $1,5 - 2 \text{ м}^3$ – при площинному заводненні і $2 - 2,5 \text{ м}^3$ – при законтурному заводненні.

Води, які використовуються для закачування в пласт. Необхідність їх підготовки

Для підтримки пластового тиску в поклад можна нагнітати як природні (прісні або слабомінералізовані), так і стічні (дренажні) води, що складаються в основному, з пластових (~85%), прісних (~10%) та зливових (~5%) вод.

Природні та стічні води можуть містити домішки органічного та неорганічного походження. У природних водах можуть міститися різні гази, механічні домішки, гідрокис $\text{Fe}(\text{OH})_2$ і гідрокис $\text{Fe}(\text{OH})_3$ заліза, а також

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

мікроорганізми, які в тій чи іншій мірі впливають на процес заводнення пластів. У стічних водах, крім того, можуть бути крапельки нафти, а також велика кількість солей, що доходить до 300 г/л.

Частинки водоростей, мулу і з'єднання заліза, які містяться в воді, що нагнітається, закупорюють порові канали продуктивного пласта, знижуючи приймальну здатність нагнітальних свердловин. Присутні ж у воді, що закачується, мікроорганізми можуть утворити небажані сполуки. Так, бактерії, що відновлюють сульфати при своїй життєдіяльності виробляють сірководень у кількості до 100 мг/л. Надалі цей корозійно-активний газ разом з нафтою витягується на поверхню і руйнує трубопроводи, апарати та обладнання.

Сірководень разом з вуглекислим газом може бути присутнім у пластових водах та в розчиненому стані. Вуглекислий газ, що є у воді, призводить до руйнування захисних плівок на металі, чим інтенсифікує його корозію. Розчинений у поверхневій воді кисень є також небажаним компонентом, оскільки він є обов'язковим елементом реакції кисневої деполяризації, що протікає при електрохімічній корозії трубопроводів та обладнання.

Присутність солей у водах, що закачуються в пласт, також може стати причиною утворення корозійно-активних компонентів. Так, при взаємодії сульфатів кальцію CaSO_4 з метаном може утворюватися сірководень.

Відповідно до існуючих правил та інструкцій вода, призначена для закачування в пласти, повинна містити не більше 2 мг/л зважених твердих частинок і 0,3 мг/л заліза.

Підготовка води для закачування в пласт

Підготовка води, що закачується у пласт, передбачає: 1) освітлення каламутних вод коагулюванням; 2) декарбонізацію; 3) знезалізнення; 4) інгібування.

Освітлення каламутних вод коагулюванням здійснюють з метою видалення дуже дрібних завислих частинок, які практично не осаджуються під дією сили тяжіння. Для цього у воду додають реагенти (сірчаноокислий алюміній, хлорне залізо, залізний купорос та ін.), які називають коагулянтами. В результаті реакції коагуляції відбувається укрупнення зважених частинок і утворюються пластинчасті сполуки, які осідають у воді.

Декарбонізація виконується з метою видалення з води бікарбонатів кальцію та магнію. В іншому випадку, відкладаючись у пласті, солі кальцію та магнію можуть суттєво утруднити фільтрацію нафти та газу. Сутність декарбонізації полягає в підлужуванні води гашеним вапном, з тим щоб викликати коагуляцію непотрібних домішок.

Знезалізненням називається видалення солей заліза з води з метою запобігання забруднення фільтрувальних поверхонь свердловин залізистими осадами. Для цього застосовують аерацію, вапнування та інші методи.

У ході аерації – процесу збагачення води киснем повітря – із солей заліза утворюється нерозчинний гідрат окису заліза, що осідає у воді у вигляді шматків. Однак при аерації з води видаляються не всі солі заліза, а сам процес вимагає використання дуже громіздкого та складного обладнання. Крім того, аерація підвищує корозійну активність води.

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

При вапнуванні додають у воду вапняне молоко, що також призводить до утворення нерозчинного осаду гідрату окису заліза.

Інгібуванням називається обробка води інгібіторами – речовинами, що уповільнюють процес корозії. За спрямованістю дії розрізняють інгібітори сірководневої, кисневої та вуглекислотної корозії.

Реагенти – бактерициди використовують для придушення життєдіяльності бактерій. Одним із найефективніших реагентів є формалін.

Типова схема установки для підготовки природних вод наведена на рис. 8.20. Насос 1 забирає воду і подає її в змішувач 3. На шляху дозувальний пристрій 2 вводить в неї коагулянт. У змішувачі 3 коагулянт інтенсивно перемішується з водою, після чого оброблена вода надходить в освітлювач 4, де утворюються і затримуються шматки. Остаточне очищення води від шматків здійснюється у фільтрі 5, звідки вона самопливом направляєється в резервуар 6. Потім насос 7 перекачує воду на насосні кущові станції (КНС), які через нагнітальні свердловини закачують її в пласт. Насос 8 слугує для періодичного очищення фільтра 5 від завислих частинок шляхом прокачування через нього чистої води.

Для запобігання корозії та стабілізації хімічного складу води в неї за допомогою дозувальних насосів додають реагент гексаметафосфат натрію у кількості 2 – 3 г/м³. З метою знищення бактерій та інших мікроорганізмів застосовують обробку води хлором – її хлорування.

На відміну від природних стічні води можуть містити нафту, вуглекислий газ, сірководень та мікроорганізми. Відповідно їх підготовка передбачає:

- відстоювання від нафти та газу;
- знищення мікроорганізмів.

Для підготовки стічних вод на промислах використовують схеми відкритого та закритого типу.

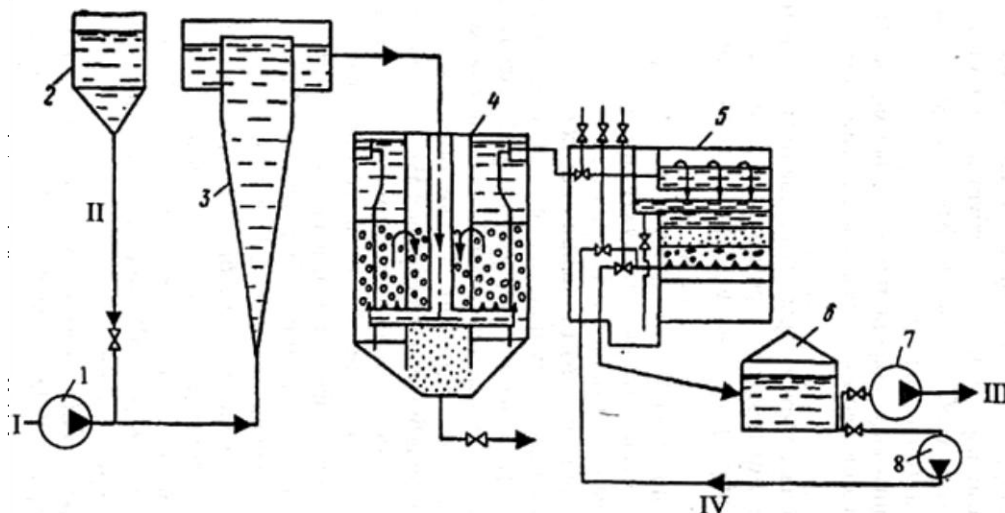


Рисунок 8.20 – Принципова схема установки для підготовки природних вод:

1, 7, 8 – насоси; 2 – пристрій для дозування; 3 – змішувач; 4 – освітлювач; 5 – фільтр; 6 – резервуар; I – непідготовлені природні води; II – коагулянт; III – підготовлена вода на кущові насосні станції; IV – вода для очищення фільтра

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Принципова схема установки очищення пластових стічних вод відкритого типу наведена на рис. 8.21. Відокремлена під час підготовки нафти вода скидається по водоводу в пісковловлювач 1 видалення механічних домішок. Далі вода, що містить нафту, надходить у нафтовловлювач 2, де за рахунок низької швидкості руху суміші крапельки нафти встигають спливати і звідки вона періодично відкачується насосом 3 на УКПН. Далі вода з залишковим вмістом нафти (діаметр крапель 70 – 80 мкм) самопливом надходить у два паралельно з'єднаних ставка-відстійника 4, в яких швидкість води не перевищує 8 мм/с, в результаті чого в ній спливають практично всі крапельки нафти, що залишилися. Зі ставків-відстійників вода самопливом надходить у приймальну камеру 5, з якої забирається насосом 6 і через фільтри 7, що працюють поперемінно, подається в місткість чистої води 8. Потім ця вода насосом 9 відкачується на КНС.

Схема водопідготовки відкритого типу дозволяє очищати пластові та зливові стічні води в одному потоці незалежно від складу, тиску та газонасиченості води, а також спільно закачувати їх у нагнітальні свердловини. Зазвичай її рекомендують використовувати для стічних вод з великим вмістом сірководню та вуглекислого газу, а крім того, для глибшого очищення води від крапель нафти та механічних домішок. Однак на спорудження нафтовловлювачів і ставків-відстійників витрачаються значні кошти. Крім того, в результаті контакту з киснем повітря зростає корозійна активність води.

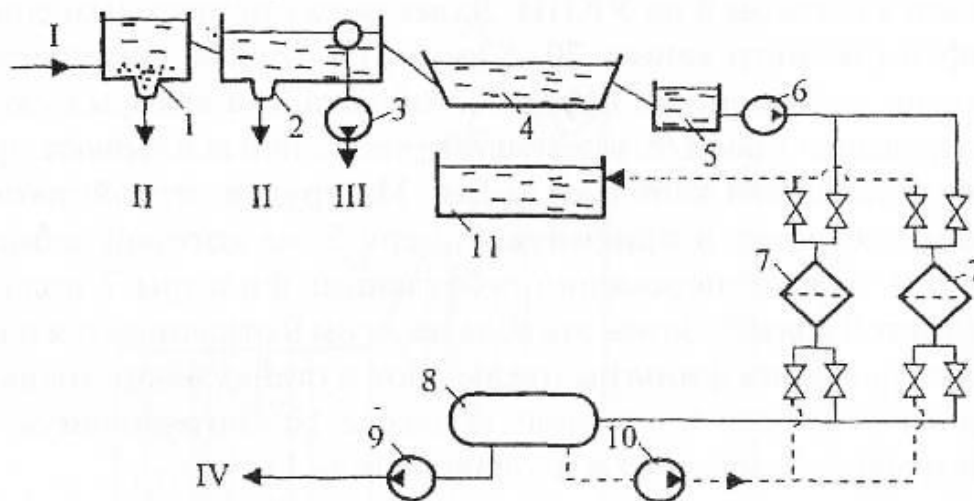


Рисунок 8.21 – Схема установки очищення пластових вод відкритого типу:

1 – пісковловлювач; 2 – нафтовловлювач; 3, 6, 9, 10 – насоси; 4 – ставок-відстійник;
5 – приймальна камера; 7 – фільтр; 8 – місткість чистої води; 11 – мулонакопичувач;
I – забруднена вода; II – мехдомішки; III – нафта на УКПН; IV – вода на КНС

Принципова схема установки очищення пластових стічних вод закритого типу наведена на рис. 8.22. Відокремлена від нафти у відстійнику попереднього скидання (ОПС) вода до лінії скидання 1 направляєється в резервуар-відстійник 2, а частково зневоднена нафта (до 5 %), пройшовши УПН, надходить у теплоізолювані відстійники 3. Процес відокремлення води в них

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

прискорюється завдяки виробленому в УПН нагрівання та введення ПАР. Відокремлена гаряча вода надходить на прийом насоса 4 і знову подається у відстійник попереднього скидання УПН, що дозволяє зменшити витрату деемульгатора та температуру нагрівання емульсії. З резервуара-відстійника 2 пластова стічна вода забирається насосом 5 і подається на КНС.

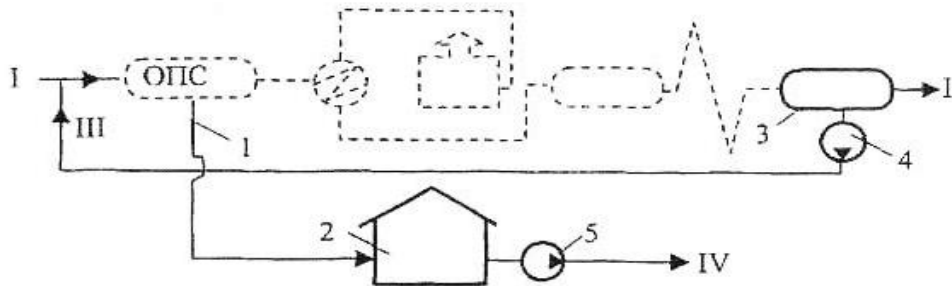


Рисунок 8.22 – Схема установки очищення пластових стічних вод закритого типу:

1 – лінія скидання води з відстійника; 2 – резервуар-відстійник; 3 – теплоізолюваний відстійник; 4,5 – насоси; I – холодна "сиря" нафта; II – зневоднена нафта; III – гаряча вода з ПАР; IV – підготовлена вода на КНС

Застосування закритої системи очищення дозволяє інтенсифікувати процес підготовки води із застосуванням відстою та фільтрування під тиском, суттєво знизити агресивність стічної води шляхом виключення її контакту з киснем повітря, використовувати залишковий тиск, що існує в системі підготовки нафти. До недоліків закритих систем належить необхідність будівництва блока для паралельного очищення поверхневих зливових стоків.

Споруди для нагнітання води у пласт

До споруд для нагнітання води в пласт належать кушові насосні станції (КНС), водорозподільні пункти (ВРП), високонапірні водоводи (ВВ) та нагнітальні свердловини.

Кушові насосні станції призначені для закачування води через нагнітальні свердловини в продуктивні пласти з метою отримання пластового тиску. Вони оснащуються відцентровими насосами марки ЦНС (відцентровий насос), відомості про які наведено в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Відомості про деякі насоси КНС

Показник	Розмір показників для насосів		
	ЦНС 180-1050	ЦНС 180-1900	ЦНС 500-1900
Номінальна подача, м ³ /год	180	180	500
Номінальний напор, м	1050	1900	1900
Число ступенів	8	15	8
к.к.д., %	73	73	80

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

Як очевидно з табл. 8.1, перша цифра в марці насоса – його номінальна подача в кубічних метрах на годину, а друга – номінальний напор у метрах. Відзначимо також, що такі високі напори насоси ЦНС створюють завдяки великому числу ступеней.

КНС споруджують як у капітальному виконанні, так і в блочному. У другому випадку тривалість будівництва зменшується у 5 разів і більше, а капіталовкладення знижуються на 16%.

Блокові кущові насосні станції (БКІС) виготовляють за типовим проектом. На підготовленому майданчику їх монтують із блоків заводського виготовлення масою від 11 т до 30 т.

Водорозподільні пункти будують для скорочення протяжності високонапірних водоводів. Вони призначені для розподілу води, що надходить від КНС, між декількома свердловинами.

Високонапірні водоводи слугують для транспортування води від КНС до нагнітальних свердловин. Їх протяжність залежить від прийнятої системи розподілу води по свердловинах, кількості нагнітальних свердловин та відстані між ними, а також від кількості КНС. Відомості про діаметр і товщину стінки високонапірних водоводів наведено у табл.8.2.

Таблиця 8.2

Основні відомості про високонапірні водоводи

Зовнішній діаметр, мм	Марка сталі	Товщина стінки (мм) при робочому тиску (МПа)		
		10	15	20
108	Ст.2 та 10	6	9	11
114		7	9	11
159		9	12	16
168		9	14	16
219		12	16	20
273		14	20	25
325		16	24	30
108	Ст.4 та 20	5	7	9
114		6	8	10
159		7	10	14
168		8	11	14
219		10	14	18
273		12	18	22
325		14	20	25

Як видно, за відносно невеликого діаметра високонапірні водоводи мають стінки підвищеної товщини.

Нагнітальні свердловини конструктивно не відрізняються від експлуатаційних свердловин для видобутку нафти чи газу. Єдине – в обладнання устя входить регулятор витрати води, що закачується.

8.6 ЗАХИСТ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ І УСТАТКУВАННЯ ВІД КОРОЗІЇ

Промислові трубопроводи та обладнання схильні до хімічної та електрохімічної корозії. За хімічним механізмом метал кородує в середовищі агресивних газів – H_2S і CO_2 . Значно поширена електрохімічна корозія – окислення металів в електропровідних середовищах, що супроводжується утворенням електричного струму. Терміном «електрохімічна корозія» поєднують такі види корозійних процесів:

- корозія в електролітах – корозія металів у рідких середовищах, які проводять електричний струм (мінералізована вода);
- ґрунтова корозія – корозія підземних металевих споруд під впливом ґрунтової вологи;
- атмосферна корозія – корозія металів в атмосфері повітря, що містить пару води;
- електрокорозія – корозія металевих споруд під дією блукаючих струмів;
- біокорозія – корозія, спричинена життєдіяльністю мікроорганізмів, які виробляють речовини, що прискорюють корозійні процеси.

Для захисту трубопроводів та обладнання від зовнішньої корозії використовують пасивні та активні засоби та методи.

Особливістю промислових металевих споруд, усередині яких знаходиться продукція свердловин, є інтенсивна внутрішня корозія. Для боротьби з нею використовують: нанесення на внутрішню поверхню промислових трубопроводів та обладнання захисних покриттів; введення в потік середовища, що транспортується, інгібіторів корозії; технологічні методи.

Застосування внутрішніх захисних покриттів

Якісні захисні покриття не тільки ізолюють поверхню металу від контакту з корозійним середовищем, але також запобігають відкладенню солей і парафіну, захищають труби від абразивного зносу, зменшують гідравлічний опір трубопроводів і, отже, енергетичні витрати на транспортування свердловин.

У нафтовій та газовій промисловості найбільше застосування як захисні покриття отримали силікатні (скло, склоемаль) і полімерні (епоксидні смоли, поліетилен) матеріали.

Силікатні покриття наносять шляхом безпосереднього контакту поверхні труби з розплавом скломаси або напилують у вигляді порошку-шлікера.

Полімерні покриття одержують нанесенням на труби лакофарбових матеріалів, порошкових матеріалів, що знаходяться в стані розплаву, та методом футерування.

Лакофарбовими називають матеріали для отримання покриттів, що являють собою розчини, дисперсії та порошки. Основним їх компонентом є плівкоутворювач (епоксидний, поліуретановий, каучуковий, фторопластовий та ін.). Крім того, до складу матеріалу покриття входить низка інших компонентів, від яких залежить міцність, пластичність, суцільність, прилипання та інші

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

властивості покриття (пігменти, наповнювачі, пластифікатори, затверджувачі, добавки для поліпшення змочування та розтікання по поверхні тощо).

Залежно від складу та призначення лакофарбові матеріали поділяють на лаки, ґрунтовки, шпаклівки та фарби (емалі). Лаки являють собою розчини плівкоутворювачів – органічні розчинники. Ґрунтовки, шпаклівки та фарби – це пігментовані склади на основі різних плівкоутворювачів. Фарби, виготовлені на лаках, отримали назву емалі, але в оліфі – масляні фарби.

Покриття на основі лакофарбових матеріалів в більшості випадків є багатошаровою системою, що складається з ґрунтованих і покривних шарів. Ґрунтовки наносять безпосередньо на поверхню, що захищається, після її попереднього зачищення. Вони покращують прилипання та протикорозійні властивості покриття. Шпаклівки використовують для вирівнювання поверхні. Через менше прилипання до металу їх зазвичай наносять на ґрунтовку. Покривні шари (емалі та лаки) забезпечують стійкість і непроникність усієї системи до зовнішнього середовища.

Недоліком лакофарбових матеріалів, що містять легкі розчинники, є необхідність їх багатошарового нанесення на поверхню труб для перекриття пор, що утворюються в полімерній плівці в процесі випаровування розчинника. Незручністю є необхідність сушіння кожного шару за кімнатної або підвищеної температури. Крім того, випаровування розчинників забруднює довкілля, погіршує санітарно-гігієнічні умови праці, підвищує рівень пожежонебезпечності.

Порошкоподібні матеріали, що застосовують для отримання захисних покриттів, також є сумішшю плівкоутворювачів з необхідними компонентами (пігменти, пластифікатори, стабілізатори, затверджувачі та ін.). Плівкоутворення із порошкоподібних матеріалів відбувається в результаті оплавлення порошку на поверхні виробу.

Використання порошків дозволяє отримати одношарові порівняно тонкі безпористі протикорозійні покриття, стійкі до механічних пошкоджень. При їх застосуванні скорочується цикл забарвлення, знижується відсоток браку порівняно з матеріалами на основі органічних розчинників, зменшується витрата матеріалу та енергії, а також забруднення навколишнього середовища, знижується вартість покриття.

Знаходять застосування гранульовані полімерні матеріали, які наносять на поверхню труб у вигляді розплаву.

Технологія футерування труб основана на попередньому протягуванні поліетиленових оболонок через стискаючу філь'єру, що призводить до тимчасового зменшення їх діаметра. Після вільного введення деформованої оболонки всередину труби за рахунок ефекту пам'яті оболонка відновлює свою форму, чим забезпечується її щільне прилягання до металу в подальшому.

Додаткове закріплення оболонки по кінцях труби здійснюється спеціальними наконечниками, що одночасно забезпечують можливість зварювання сталевих труб без порушення цілісності поліетиленового покриття.

Труби, футеровані поліетиленом, поєднують у собі хімічну стійкість поліетилену та механічну міцність сталі, що дозволяє різко збільшити термін

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

служби промислових трубопроводів. Технологія футерування є високопродуктивною, не вимагає спеціальної підготовки поверхні труб.

Застосування інгібіторів

Інгібіторами корозії називають речовини, введення яких у агресивне середовище гальмує процес корозійного руйнування та зміну механічних властивостей металів та сплавів.

Механізм захисної дії інгібіторів полягає або в утворенні на поверхні металів захисних плівок, або електродних реакцій, що протікають у процесі електрохімічної корозії.

До інгібіторів корозії в нафтовій та газовій промисловості висувають такі вимоги:

- висока ефективність захисту;
- нетоксичність;
- вибухо- та пожежонебезпечність;
- невелика (порівняно з одержуваною економією) вартість;
- відсутність негативного впливу на основний технологічний процес та ін.

Ефект застосування інгібіторів характеризує параметр, званий ступенем захисту, чисельно рівний відношенню зменшення швидкості корозії до її початкової величини.

Розрізняють одноразову та регулярну обробку промислових об'єктів інгібіторами. У першому випадку внутрішню поверхню трубопроводів та апаратів піддають впливу концентрованого розчину інгібітору (наприклад, його прокачуванням між двох поршнів); якийсь час ефект післядії зберігається. При регулярній обробці інгібітори вводять в корозійно-активне середовище за допомогою дозуючих пристроїв: гази – розпорошуються форсунками, рідина – вводиться у вигляді розчинів. При цьому інгібітори бувають водорозчинні та вуглеводні, розчинні – діють тільки відповідно у воді, а в рідкому – вуглеводні.

Застосування інгібіторів – один із універсальних, технологічно та економічно доцільних методів захисту металів від корозії. При невеликих капітальних витратах сповільнюється корозійне руйнування конструкцій, навіть якщо вони тривалий час перебували в експлуатації. Позитивною відмінністю застосування інгібіторів є також те, що їх введення в будь-якій точці технологічного процесу надає захисну дію і на обладнання наступних технологічних етапів.

Технологічні методи

Обов'язковою умовою протікання електрохімічної корозії є контакт металу із водою. У промислових трубопроводах, якими перекачується обводнена нафта чи вологий газ, такий контакт можна значною мірою обмежити:

- запобіганням випаданню води з потоку;
- видаленням вже утворених скупчень води;
- зменшенням вмісту води в потоці.

При спільному русі в трубах нафти, газу та пластової води їх взаємне розташування (структурна форма потоку) може бути різним. Якщо швидкості

8 ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

перекачування низькі, то газ рухається вздовж верхньої твірної труби, нафта безпосередньо під ним, а вода – вздовж нижньої твірної. Тут – у місці постійного контакту металу з водою – створюються сприятливі умови для протікання електрохімічної корозії. Збільшенням швидкості потоку за допомогою зменшення діаметра труб можна домогтися того, що вся вода (якщо її дуже багато) буде зважена в газонафтовому потоці як крапля, тобто корозію буде виключено.

При транспортуванні вологого газу з температурою нижче точки роси в потоці утворюються краплі води та конденсату. Щоб вони не осідали в газопроводі, повинні підтримуватись такі швидкості, при яких краплі утримуватимуться турбулентними пульсаціями газу. Цей результат також досягається деяким зменшенням діаметра газопроводу на етапі проєктування.

Якщо скупчення води в знижених точках траси промислових трубопроводів все-таки утворюються, їх треба періодично видаляти. Це може бути зроблено двома способами: самим потоком середовища, що перекачується, або пропуском спеціальних очисних поршнів. У першому випадку необхідно тимчасово збільшити витрату середовища, що перекачується. Тоді спочатку від скупчень води відриватимуться і нестимуться окремі краплі, а при подальшому збільшенні витрати все скупчення почне рух як пробки. У другому можуть бути використані або механічні скребки, або спеціальні гелеві пробки. Однак для запуску механічних засобів потрібні спеціальні камери, які на промислових трубопроводах не споруджуються. Гелеві очисні пробки можна формувати в самих трубопроводах. Крім того, вони відрізняються кращою прохідністю через місцеві звуження та круті повороти.

Чим менший вміст води в нафтогазовому потоці, тим менша швидкість потоку необхідна, щоб перевести воду у зважений стан. Тому попереднє скидання води в системі промислового збору є одним із способів запобігання внутрішній корозії трубопроводів.

До технологічних методів захисту від корозії відноситься також застосування корозійностійких сталей та сплавів. Корозійностійкими є труби з алюмінієвих сплавів Д16Т та Д16АТ, а також сталей 2Х13, Х8, Х13, Х9М.

9 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ

9.1 ОСНОВНІ ВИДИ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

Для транспортування нафти й нафтопродуктів використовують трубопровідний, залізничний, водний і автомобільний транспорт. У деяких випадках нафтопродукти доставляють споживачам повітряним шляхом: літаками або гелікоптерами [6, 9].

Трубопровідний транспорт нафти й нафтопродуктів та природного газу забезпечує їх транспортування у великих об'ємах на будь-які відстані. Загальна протяжність магістральних нафтопроводів у нашій державі складає 2,5 тис. кілометрів, продуктопроводів – близько 3 тис. кілометрів.

Залізничним транспортом сиру нафту перевозять лише в цистернах, а нафтопродукти – в цистернах та дрібній тарі (в бочках тощо).

Водний транспорт залежно від використовуваних шляхів сполучення поділяється на морський і річний. Сиру нафту перевозять у самохідних наливних судах (танкерах) та в несамохідних судах (баржах, ліхтерах).

Під час *автомобільних перевезень* нафтопродукти з великих нафтобаз доставляють на невеликі нафтобази й окремим споживачам. При цьому нафтопродукти перевозять в автоцистернах, а також у дрібній тарі.

Транспортування газу здійснюється по *газопроводах*. Загальна протяжність магістральних газопроводів в Україні складає близько 35 тис. кілометрів.

Скраплені гази перевозять в балонах або в спеціальних залізничних і автомобільних цистернах.

9.2. З ІСТОРІЇ НАФТОГАЗОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ

З історії трубопровідного транспорту у світі. Ще в давнину «горюче повітря» – природний газ з вулканічних тріщин – збирали за допомогою очеретяних трубочок у шкіряні бурдюки й на в'ючних тваринах або морських судах перевозили в країни, населення яких сповідувало зороастризм – культ вогню.

За 200 років до н.д. у китайських провінціях Юнань, Шу-Гуань і Шансі природний газ бамбуковими трубами подавався від місць його виділення або видобутку до місць споживання, де його використовували для опалення, освітлення, приготування їжі та випарювання розсолу.

У VII ст. неподалік від селища Сурахани, поблизу Баку, де існували природні виходи газу на поверхню землі, був побудований храм вогнепоклонників. Газ підводився в храм по глиняних трубах.

1825 року під Фредонією в США був побудований перший металевий трубопровід із свинцю для подачі газу споживачам. 1891 року збудовано перший великий газопровід від промислів на півночі штату Індіана до Чикаго діаметром 200 мм, довжиною 195 км.

І надалі трубопровідний транспорт газу розвивався переважно в США. У 1928 – 1932 роках було побудовано великі магістральні газопроводи від родовища Панхендл у Чикаго та Детройт протяжністю 1570 км і 1375 км відповідно. Потім був побудований Теннессійський газопровід довжиною близько 2000 км, по якому газ із родовищ Техасу подавався в Західну Вірджинію.

На Кавказі перші газопроводи місцевого значення з'явилися в 1880 – 1890 роках у районі Баку. У 1925 – 1936 роках у цьому ж районі було споруджено кілька газопроводів діаметром 300 – 400 мм невеликої довжини для транспортування попутного нафтового газу з довколишніх нафтових родовищ.

1865 року в США фірмою «Стандарт ойл» побудовано перший у світі нафтопровід діаметром 50 мм і довжиною 6 км. Будівництво першого такого нафтопроводу було здійснено з метою збити високі залізничні тарифи на перевезення нафти. Сама ж ідея транспортування рідин по трубах не була новою.

5000 років тому в давньоіндійському місті Мохенджо-Даро стоки з деяких будинків відводилися по глиняних трубах.

У Стародавньому Єгипті видобута з глибоких колодязів вода відводилася дерев'яними, мідними і свинцевими трубами.

У Кносському палаці на острові Крит за 2000 років до н.е. теракотові труби застосовувалися для водопостачання і відведення стічних вод.

У Стародавньому Римі свинцеві трубопроводи використовувалися для подачі питної води і постачання водою громадських лазень. Найбільший з них мав довжину 91 км.

З історії нафтогазопровідного транспорту в Україні. У 1924 – 1929 роках на території України споруджено перші магістральні газопроводи: «Дашава – Стрий», «Дашава – Дрогобич», «Дашава – Львів» [8].

Магістральний газопровід «Дашава – Стрий» діаметром 150 мм споруджено 1924 року. Цей рік вважають роком заснування газової промисловості в Україні, оскільки саме тоді було введено в експлуатацію Дашавське газове родовище.

1948 року збудовано газопровід «Дашава – Київ» діаметром труби 500 мм. Його загальна протяжність склала 509,6 км, пропускна здатність – 1,5 млн м³ на добу.

Цей рік прийнято вважати роком заснування газотранспортної галузі України. На той час «Дашава – Київ» був найпотужнішим газопроводом у Європі з пропускною здатністю близько 2 млрд м³ на рік. Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників, створено аварійно-ремонтні пункти (АРП).

1951 року збільшено довжину газопровіду «Дашава – Київ». Його довжина склала 1301 км. Максимальної пропускної здатності 5 млн м³ газу

на добу було досягнуто 1959 року з пуском компресорних станцій у Тернополі, Красилові, Бердичеві й Боярці.

На період 1960 – 1980 років минулого століття прийшовся активний розвиток газотранспортної системи (ГТС), у результаті чого система стала основним каналом транспортування природного газу в Європу з регіонів його видобутку.

Після введення в експлуатацію Шебелинського газового родовища 1956 року збудовано газопроводи: «Шебелинка – Харків»; «Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Одеса – Кишинів»; «Шебелинка – Полтава – Київ»; «Шебелинка – Острогоське»; «Шебелинка – Слов'янське – Луганськ» та ін.

1960 року побудовано газопровід «Дашава – Мінськ», який згодом продовжили до Вільнюса й Риги. Його загальна довжина сягнула 1198 км. Інші газопроводи: «Глібовка – Сімферополь – Джанкой – Херсон»; на Прикарпатті: «Угерське – Івано-Франківськ – Чернівці»; «Рудки – Дроздовичі – Польща»; «Рудки – Мінськ – Вільнюс – Рига»; «Дашава – Долина – Ужгород» з продовженням до Словаччини й Угорщини. Наприкінці 1960-х років побудовано газопровід «Єфремівка – Київ – Кам'янка Бузька» та «Диканька – Кривий Ріг».

1950 року довжина магістральних газопроводів в Україні становила 984 км, а 1970 року – 10900 км. Розбудова газопроводів тривала далі, і їх довжина 1977 року в Україні становила близько 100 тис. км.

Пізніше й менш потужно в Україні розвивався нафтопровідний транспорт. У 1950-х роках збудовано кілька коротких нафтопроводів: «Долина–Дрогобич» довжиною 60 км, «Гнідинці – Прилуки» довжиною 40 км та ін. У 1960 – 1963 роках через територію України проведено відрізок магістрального нафтопроводу «Дружба», що простягається до центральної Європи двома відгалуженнями – через Ужгород до Угорщини й Чехословаччини та через Брест до Польщі й Німеччини. Його довжина на території України становить 680 км (рис. 9.1).



Рисунок 9.1 – Схема системи магістральних нафтопроводів України

Перший потужний нафтопровід на території України побудовано у другій половині 1960-х років «Гнідинці – Кременчук». У 1970-х роках

побудовано нафтопровід «Кременчук – Херсон» довжиною 340 км, нафтопровід з Північного Кавказу до Лисичанська довжиною 510 км та нафтопродуктопроводи «Кременчук – Лубни – Київ» і «Кременчук – Черкаси».

9.3 МІСЦЕ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ, ЙОГО РОЗВИТОК ТА СТРУКТУРА НА СУЧАСНОМУ ЕТАПІ

Трубопровідний транспорт належить до нових засобів сполучення, які інтенсивно розвиваються в наш час. У багатьох країнах світу нафтова і газова промисловість – це основа їхньої економіки тому трубопровідний транспорт займає помітне місце серед інших видів транспорту. Трубопровідний транспорт світу – це сукупність взаємопов'язаних транспортних систем, які ведуть від країн-експортерів нафти до її імпортерів. У наш час гостро постала проблема енергозабезпечення, яка пов'язана з вичерпністю корисних копалин, що у свою чергу спричиняє необхідність проведення розвідки нових родовищ і будівництва нових нафто й газопровідних систем.

Високі темпи розвитку різних галузей науки і світового господарства у ХХ ст. – столітті масового застосування в усіх галузях двигунів внутрішнього згорання призвели до бурхливого розвитку у світі нафтової й газової промисловості і, як наслідок, до прискореного будівництва трубопровідного транспорту. У суспільному виробництві різних країн світу він зайняв провідне місце серед інших видів транспорту. Нині у світовому трубопровідному транспорті з окремих національних магістралей створено взаємозалежні, закріплені транспортні системи з доставки споживачам нафти, газу та нафтопродуктів не лише внутрішньодержавного, але й трансконтинентального значення. Довжина магістральних трубопроводів у світі, побудованих і введених у дію на початок 1986 року, складала 1,5 млн км.

У *Сполучених Штатах Америки* найбільша у світі мережа магістральних трубопроводів. Загальна протяжність магістральних газопроводів США наприкінці 2005 року складала 308 тис. км. Серед магістральних газопроводів США переважають трубопроводи відносно невеликого діаметра. Так, у сумарній протяжності газопроводів близько третини мають діаметри 254 мм і менше. 2005 року частка газопроводів США діаметром понад 762 мм у загальній протяжності досягала лише 2,1%.

Саудівська Аравія, яка займала перші місця у світі з видобутку нафти й газу, здійснили інтенсифікацію трубопровідного транспорту за рахунок зміни структури довжини за діаметрами та різкого збільшення питомої ваги трубопроводів діаметрами 1220 мм і 1420 мм.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України до країн Західної та Центральної Європи (рис. 9.2).

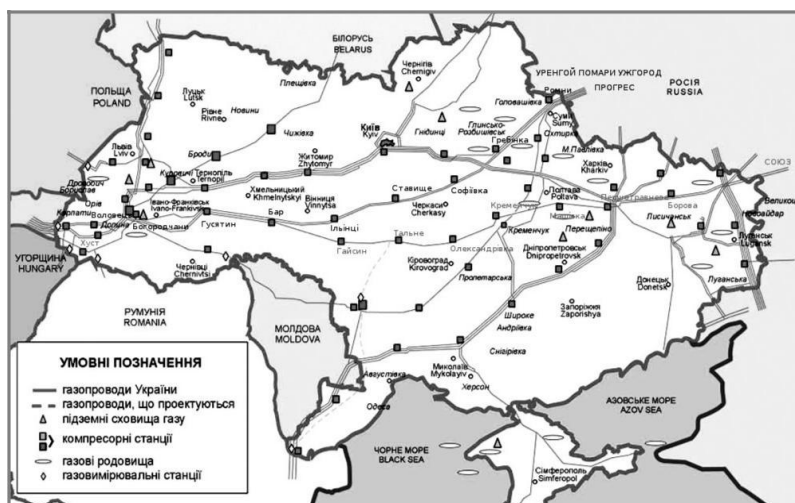


Рисунок 9.2 – Газотранспортна система України

Станом на березень 2009 р. ГТС України мала такі параметри:

- довжина газопроводів – 37,0 тис. км;
- у т.ч. магістральних газопроводів – 22,2 тис. км;
- у т.ч. діаметром 1020 – 1420 мм – 14,0 тис. км;
- газопроводіввідводів – 14,8 тис. км;
- пропускна здатність газотранспортної системи на вході – 288 млрд м³ на рік;
- пропускна здатність газотранспортної системи на виході – 178,5 млрд м³ на рік;
- у т.ч. до країн Європи – 142,5 млрд м³ на рік;
- у т.ч. до Молдови – 3,5 млрд м³;
- кількість компресорних станцій – 72;
- кількість компресорних цехів – 110;
- кількість газоперекачувальних агрегатів – 702;
- потужність компресорних станцій – 5442,9 МВт;
- кількість підземних сховищ газу (ПСГ) – 13;
- загальна активна місткість ПСГ – 31 млрд м³;
- кількість газорозподільних станцій – 1437.

Серед найбільш відомих транспортних систем у світовому трубопровідному транспорті:

- Європейське газове кільце;
- Транс-адриатичний газопровід;
- Північний потік;
- газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород»;
- Транс-європейський газопровід;
- Транс-Середземноморський газопровід та ін.

Європейське газове кільце – система газопроводів країн – членів ЄС, створена на основі національних мереж газопроводів Німеччини, Нідерландів, Бельгії, Італії, Франції. Формування системи почалося з кінця 1960-х років ХХ ст.

Транс-адриатичний газопровід (Trans Adriatic Pipeline – TAP) – проєктований трубопровід для транспортування природного газу з Каспійського й Близькосхідного регіонів до Західної Європи. Маршрут газопроводу довжиною в 520 км проходить через Грецію, Албанію, Адриатичне море, Італію. Передбачувана потужність газопроводу – 10 млрд м³ на рік з можливістю збільшення пропускної здатності до 20 млрд м³.

Транс-європейський газопровід (Trans Europa Naturgas Pipeline – TENP) – магістральний газопровід Аахен – Швюрштадт – від німецько-нідерландського до німецько-швейцарського кордону. Побудовано у 1972 – 1974 роках, модернізовано у 1978 р. і 2009 р. Протяжність траси 968 км. Продуктивність 15,5 млрд м³ природного газу.

Транс-Середземноморський газопровід (трубопровід Енріко Мате) – магістральний газопровід довжиною 2475 км, потужністю 30,2 млрд м³ на рік. Бере початок у Хассі Рмель (Алжир), досягає Тунісу, потім Сицилії та йде далі до континентальної Італії й Словенії. Трубопровід побудовано 1983 року. 1994 року його потужність подвоєна.

9.4. ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ ТРУБОПРОВОДАМИ

Найекономічнішим видом транспорту нафти і нафтопродуктів на далекі відстані є трубопровідний.

Основні переваги трубопровідного транспорту перед іншими видами такі:

- висока економічність транспортування нафти і нафтопродуктів у великих кількостях та на далекі відстані; собівартість трубопровідного транспорту приблизно в 2 – 4 рази нижча за собівартість залізничних перевезень;

- можливість повної герметизації нафти і нафтопродуктів на всьому шляху транспортування від пунктів відправлення до пунктів призначення, що дозволяє значно знизити їх втрати;

- можливість прокладання трубопроводу в будь-якому напрямку та на будь-яку відстань – це найкоротший шлях між початковим і кінцевим пунктами;

- безперебійність роботи та відповідно гарантоване постачання споживачів незалежно від погоди, пори року й доби;

- високий ступінь механізації та автоматизації транспорту, що дозволяє мінімізувати чисельність обслуговуючого персоналу;

- висока надійність і простота в експлуатації;

- розвантаження традиційних видів транспорту. Нафтопроводами транспортується переважна частина нафти, що видобувається, з промислів до нафтопереробних заводів. Також продуктопроводами транспортується значна частина продуктів переробки нафти від заводів до нафтобаз.

До недоліків трубопровідного транспорту належать:

- великі початкові витрати на спорудження магістрального трубопроводу, що робить доцільним застосування трубопроводів лише при великих, стабільних вантажопотоках;
- певні обмеження на кількість сортів (типів, марок) енергоносіїв, що транспортуються по одному трубопроводу;
- необхідність додаткових капіталовкладень для організації постачання енергоносіїв до нових споживачів.

Залежно від виду продукту, що транспортується, розрізняють такі типи вузькоспеціалізованих трубопровідних систем: нафтопроводи, нафтопродуктопроводи, газопроводи і трубопроводи для транспортування нетрадиційних вантажів.

За призначенням трубопровідні системи поділяють на три групи: внутрішні, місцеві й магістральні.

Внутрішні знаходяться всередині промислів, нафтобаз, нафто- або газопереробних заводів. Протяжність їх невелика.

Місцеві з'єднують різні елементи транспортного ланцюжка: промисел і головну станцію магістрального нафто- чи газопроводу, нафтопромисел та пункт наливання залізничних цистерн або суден. Протяжність місцевих трубопровідних систем більша, ніж внутрішніх.

До *магістральних* нафтопроводів відносять трубопроводи протяжністю понад 50 км і діаметром від 219 мм до 1420 мм, призначені для транспортування товарної нафти з районів видобутку до місць споживання чи перевалки на інший вид транспорту (рис. 9.3). Товщина стінок труб визначається проектним тиском у трубопроводі.



Рисунок 9.3 – Магістральний нафтопровід

Залежно від умовного діаметра магістральні нафтопроводи поділяються на чотири класи:

- I клас – від 1000 мм до 1200 мм включно;
- II клас – від 500 мм до 1000 мм включно;
- III клас – від 300 мм до 500 мм включно;
- IV клас – менше 300 мм.

Крім того, нафтопроводи поділяються на категорії, які враховують при розрахунку товщини стінки, виборі випробувального тиску, а також при

визначенні частки монтажних зварних з'єднань, що підлягають контролю фізичними методами.

У сучасних магістральних трубопроводах великої довжини робочий тиск перекачування становить 5,5 – 6,4 МПа, пропускна здатність до 90 млн т нафти на рік.

Незалежно від того, що транспортується по трубах, усі системи магістральних трубопроводів складаються з одних і тих же елементів:

- трубопроводів;
- головної і проміжних нафто-перекачувальних станцій (НПС);
- кінцевого пункту;
- лінійних споруд.

Головна НПС призначена для прийому нафти з промислу, змішування чи розділення її по сортах, обліку нафти та її закачування з резервуарів у трубопровід. Головна НПС розташовується поблизу нафтопромислів.

Проміжні НПС слугують для поповнення енергії, витраченої потоком на подолання сил тертя, з метою забезпечення подальшого перекачування нафти. Проміжні НПС розміщують по трасі трубопроводу, згідно з гідравлічним розрахунком, через кожні 50 – 200 км.

Для перекачування нафти і нафтопродуктів застосовуються відцентрові насоси з електроприводом чи приводом від газотурбінних установок (ГТУ).

Кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу, як правило, є нафтопереробний завод або велика перевалочна нафтобаза.

До *лінійних споруд* магістрального нафтопроводу відносять:

- трубопровід (чи лінійну його частину);
- лінійні засувки;
- засоби захисту трубопроводу від корозії (станції катодного й протекторного захисту, дренажні установки);
- переходи через природні та штучні перешкоди (ріки, автомагістралі і т.п.);
- лінії зв'язку;
- лінії електропередачі;
- будинки обхідників;
- гелікоптерні майданчики;
- ґрунтові дороги, що прокладаються вздовж траси трубопроводу.

Трубопровід є основною складовою магістрального нафтопроводу, який являє собою труби, зварені в «нитку». Оснащення трубопроводу включає камери прийому й пуску, роздільники, прилади, а також трубопроводівідводи.

Лінійні засувки встановлюються по трасі трубопроводу не рідше ніж через 30 км з урахуванням рельєфу місцевості таким чином, щоб розлив нафти в разі можливої аварії був мінімальним. Крім того, лінійні засувки розміщуються на виході з НПС і на вході в них, на обох берегах перетнутих трубопроводом водойм, по обидва боки переходів під автомагістралями й залізницями.

Станції катодного та протекторного захисту розташовують вздовж траси трубопроводу відповідно до розрахунку.

При переходах через водні перешкоди трубопроводи, як правило, заглиблюють нижче рівня дна. Для запобігання спливання на трубопроводах монтують чавунні або залізобетонні привантажувачі різної конструкції. Крім основної, укладають резервну нитку переходу того ж діаметра. На перетинах залізничних і великих шосейних доріг трубопровід укладають у патроні (кожусі) з труб, діаметр яких не менше ніж на 200 мм більший від діаметра трубопроводу. При перетині природних і штучних перешкод застосовують також надземне прокладання трубопроводів (на опорах або за рахунок власної жорсткості труби).

Лінії електропередач слугують для електропостачання перекачувальних станцій, станцій катодного захисту і дренажних установок.

Уздовж *доріг поблизу траси* трубопроводу переміщуються аварійно-відновлювальні бригади, фахівці електрохімічного захисту, обхідники та ін.

Гелікоптерні майданчики призначені для посадок гелікоптерів, які здійснюють патрулювання траси трубопроводів.

Магістральний трубопровід потребує спеціального технічного нагляду. Тому вся магістраль розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. У свою чергу таку ділянку ділять на низку більш дрібних ділянок, і до кожної з них прикріплюють лінійних обхідників. Для цього вздовж траси трубопроводу, на відстані 10 – 20 км один від одного, розміщують *будинки обхідників*. До обов'язків обхідника входить спостереження за справністю ділянки трубопроводу.

При транзитному перекачуванні нафти і нафтопродуктів магістральний трубопровід оснащується засобами місцевої автоматики, дистанційним керуванням і засобами зв'язку.

На кожній станції, крім обслуговуючого експлуатаційного персоналу, є ремонтні бригади.

Основними параметрами, які характеризують магістральний трубопровід, є його продуктивність, довжина, діаметр та кількість перекачувальних станцій.

Продуктивність і довжину трубопроводу визначають розмірами й напрямком вантажопотоку нафти або нафтопродуктів. Діаметр і кількість перекачувальних станцій нафтопроводу розраховують. Для заданої продуктивності нафтопроводу зі збільшенням його діаметра кількість станцій зменшується і, навпаки, зі зменшенням діаметра необхідна кількість станцій збільшується, тому що зростають сили опору руху рідини в трубопроводі.

Одна й та ж продуктивність магістрального нафтопроводу може бути отримана при різних його діаметрах. Однак від діаметра трубопроводу та кількості станцій безпосередньо залежить вартість самої магістралі й вартість її експлуатації. Тому з усіх можливих варіантів діаметр нафтопроводу повинен бути обраний такий, який відповідає мінімальній вартості нафтопроводу і мінімальній вартості його експлуатації, тобто мінімальній собівартості перекачування.

9.5 ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТРУБОПРОВОДАМИ

Магістральний газопровід – один з основних елементів газотранспортних систем [9].

Сучасний магістральний газопровід споруджується зі сталевих труб діаметром до 1420 мм на робочий тиск 7,5 МПа з пропускною здатністю до 50 – 60 млрд м³ газу на рік.

Магістральний газопровід багато в чому схожий з магістральним нафтопроводом і містить ті ж основні елементи: трубопровід, перекачувальні станції та засоби зв'язку. Трубопроводи для перекачування нафти й газу однакові. Компресорні станції газопроводу аналогічні до насосних станцій нафтопроводу і відрізняються від них лише особливостями обладнання, що обумовлено специфікою продукту, який перекачується.

До складу споруд магістральних газопроводів входять:

- головна та проміжні компресорні станції, призначені для компримування газу в початковому і проміжному пунктах траси;
- пункти осушування газу та його очищення від H₂S і CO₂ на головній компресорній станції,
- приймальний термінал.

Лінійна компресорна станція, так само як і насосна на магістральному нафтопроводі, являє собою відповідальний та складний комплекс споруд зі своїм індивідуальним технічним господарством, експлуатаційною й ремонтною службою, засобами зв'язку, автоматики і телемеханіки.

Захист труб магістральних газопроводів від ґрунтової корозії здійснюється зовнішньою протикорозійною ізоляцією та катодним захистом трубопроводів. Магістральні газопроводи оснащуються системами телемеханіки і зв'язку для можливості контролювання роботи компресорних станцій із центрального диспетчерського пункту, обладнаного автоматизованою системою керування технологічним процесом транспортування газу.

Надійність магістральних газопроводів забезпечується створенням резерву газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, застосуванням високоякісних сталевих труб, прокладанням паралельних ліній магістральних газопроводів з перемичками між ними.

На компресорних станціях магістральних газопроводів великого діаметра (1020 – 1420 мм) після відцентрових нагнітачів установлюють апарати повітряного охолодження газу. На магістральних газопроводах менших діаметрів газ встигає охолоджуватися за рахунок теплообміну з ґрунтом. На кінцевому пункті магістрального газопроводу і кінцевих пунктах відгалужень від магістрального газопроводу газ надходить у газорозподільну станцію, де його тиск знижується до величини, яка допускається в цій газорозподільній системі.

Магістральні газопроводи при підземному прокладанні заглиблюють у ґрунт на 0,8 – 1 м, при наземному прокладанні – розміщують у насипних греблях, а при надземному – прокладають на опорах.

Для транспортування газу з морських газових промислів на берег споруджують підводні магістральні газопроводи.

Газопроводи мають деякі особливості порівняно з нафтопроводами, обумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під дією тиску, який розвивається на станціях при перекачуванні. До таких особливостей відносять збільшені діаметри газопроводів порівняно з нафтопроводами в еквівалентних газу вагових кількостях.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримка значного тиску в кінці перегонів між станціями газопроводу, котрий має на всьому протязі один діаметр. Наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, що дорівнює 5 МПа, знижується до кінця перегону практично майже до нуля, то на газопроводі тиск у кінці перегону підтримується на рівні 2 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворенню в них гідратних пробок і заходів, пов'язаних з підвищеною вибухонебезпечністю газу. До основних особливостей магістральних газопроводів слід віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, тому що кожна більш менш тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів та може викликати зупинку видобутку газу в початковому пункті газопроводу, бо неможливо накопичувати його запаси в значних кількостях.

Перед подачею в газопровід виконують очищення газу від домішок, які ускладнюють його транспортування або роблять небезпечним для використання внаслідок отруйності. Домішками, котрі ускладнюють транспортування газу, є волога, що міститься в газі у вигляді води чи водяної пари, конденсат і частинки крихких порід. Наявність вологи в газі, що перекачується, становить небезпеку, тому що може статися закупорка трубопроводу крижаними й гідратними пробками або звуження робочого перерізу трубопроводу.

Отруйною домішкою в природному газі для людини є сірководень, вміст якого в повітрі в кількості 0,01% викликає отруєння, а 0,025% – смерть. Крім того, сірководень дуже активно сприяє внутрішній корозії труб.

Вуглекислота, що міститься в газі, є також корозійним агентом для труб, особливо за наявності кисню.

Гідрати являють собою тверді речовини, які утворюються в результаті з'єднання води та деяких вуглеводнів. Основні умови гідратоутворення – наявність у газі вологи, високий тиск і певний мінімум температури, котрий у багатьох випадках значно вищий від нуля. Утворенню гідратів сприяють також фактори, що викликають перемішування газового потоку.

Метановий гідрат утворюється при тиску 5 МПа й температурі близько +7 °С, а етановий гідрат – при температурі +14,5 °С і тиску газу 3,4 МПа.

Для запобігання утворенню гідратів у температурних умовах перекачування газу по магістральному газопроводу необхідно попередньо осушити газ, знизивши в ньому вміст вологи до величини, при якій утворення гідратів неможливе. Ця величина відповідає вмісту вологи, при котрому парціальний тиск водяної пари стає меншим від пружності пари гідрату.

Для очищення природного газу від води й конденсату та від частинок крихких порід застосовують газові сепаратори. Їх принцип дії й конструкція аналогічні до нафтових сепараторів, які використовують для відділення газу від нафти.

Повністю звільнити газ від вологи за допомогою сепараторів неможливо, тому що вся водяна пара, що міститься в газі, проходить через сепаратор, не затримуючись у ньому. Тому за необхідності проводять спеціальне осушення газу шляхом конденсації водяної пари, яка міститься в газі, або поглинанням її спеціальними поглиначами.

Конденсація водяної пари здійснюється шляхом охолодження газу в холодильних установках чи проведенням низькотемпературної сепарації. У процесі низькотемпературної сепарації при різкому зниженні тиску газу і відповідному збільшенні його об'єму втрачається велика кількість тепла й газ різко охолоджується. Залежно від перепаду тиску газ можна охолодити до декількох десятків градусів нижче нуля, внаслідок чого відбувається замерзання крапельок вологи і випадання її у вигляді шматочків льоду та інею в нижню частину сепаратора.

Для здійснення низькотемпературної сепарації необхідно мати великий запас тиску на усті газових свердловин, щоб після зниження його в сепараторах, у головній частині магістрального газопроводу він становив 5 – 6 МПа.

При осушенні газу поглиначами застосовують тверді або рідкі речовини, які називаються *сорбентами*. Найбільшого поширення отримав сорбент діетиленгліколь.

Від сірководню газ очищають, пропускаючи його через різні поглиначі, причому одні з них поглинають сірководень, а інші реагують з ним, утворюючи хімічні сполуки, які випадають в осад.

Велику небезпеку в пожежному відношенні становить витік газу з трубопроводу, тому що в певних пропорціях поєднання газу з повітрям утворює «гримучу» суміш. Особливо небезпечний витік газу в закритих приміщеннях. Тому дуже важливо своєчасно виявити витік газу й усунути його, а також видалити накопичену суміш шляхом інтенсивної вентиляції.

Присутність газу в повітрі легко виявити за запахом, але природний газ у більшості випадків його не має. Для надання природному газу специфічного запаху проводять його *одоризацію* на головній компресорній станції та на кінцевому пункті магістрального газопроводу. Речовини, що вводяться в газ, називаються *одорантами*.

Одорант повинен мати різкий і неприємний запах, щоб сигналізувати при найменшій наявності газу в повітрі. Разом з тим одорант та продукти

його згоряння мають бути нешкідливими для людини. Крім того, потрібно, щоб одорант не підвищував кородуючої здатності газу, утворював з ним стійку суміш і був дешевим.

Як одоранти застосовують етилмеркаптан, пенталарм, калодорант, каптан та сульфани. Перші чотири види одорантів виготовляють на нафтопереробних заводах із сірчистих нафт, а сульфани виготовляють з відходів сульфатцелюлозної промисловості.

Одорант уводиться в газ за допомогою одоризаційних установок двох видів – *прямої дії й паралельно включеними*. В установках прямої дії одорант подається в газопровід безпосередньо. У паралельно включених установках одорант уводиться в паралельну гілку газопроводу, по якій тече частина газового потоку.

За способом дії одоризатори поділяються на крапельні, гнотові й барботажні.

Крапельний одоризатор подає в газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись з газом.

Гнотовий одоризатор забезпечений гнотами з фланелі, частково зануреними в рідкий одорант. Піднімаючись по гноту, одорант випаровується із зовнішньої його частини й у вигляді пари змішується в одоризаторі з газом.

У барботажних одоризаторах газ проходить крізь шар рідкого одоранту; в результаті одорант випаровується і газ насичується його парами.

В одоризаторах усіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту в газ для точного дозування суміші.

Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірність витрати газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба в газі зимою, найменша – влітку. Помітні також добові коливання в споживанні газу: в денні години його витрата значно більша, ніж вночі. Крім того, при ремонтах печей на електростанціях і заводах витрата газу тимчасово зменшується.

Така нерівномірність у споживанні може викликати певні неполадки в роботі газових промислів і магістральних газопроводів. Для забезпечення безперебійної роботи промислів та газопровідної мережі перед великими споживачами газу встановлюють буферні сховища. У них газ накопичується у періоди мінімального споживання і витрачається у міру потреби.

Для зберігання газу використовують:

- циліндричні (вертикальні й горизонтальні) або сферичні газгольдери постійного об'єму і змінного тиску;
- газгольдери змінного об'єму і постійного тиску;
- природні підземні газосховища.

Газгольдери постійного об'єму (рис. 9.4) характеризуються неповним використанням їх геометричної місткості. Наприклад, якщо газгольдер розрахований на максимальний тиск 0,8 МПа, а тиск у міському колекторі становить 0,2 МПа, то корисна місткість газгольдера складе шість геометричних об'ємів замість восьми, тобто коефіцієнт використання становитиме 75 %.

Газгольдери змінного об'єму розраховані на зберігання великого об'єму газу під низьким тиском. До їх недоліків відносять труднощі герметизації, складність монтажу, громіздкість, тому що для зміни об'єму при постійному тиску вони обладнуються плаваючими дахами або понтонами.

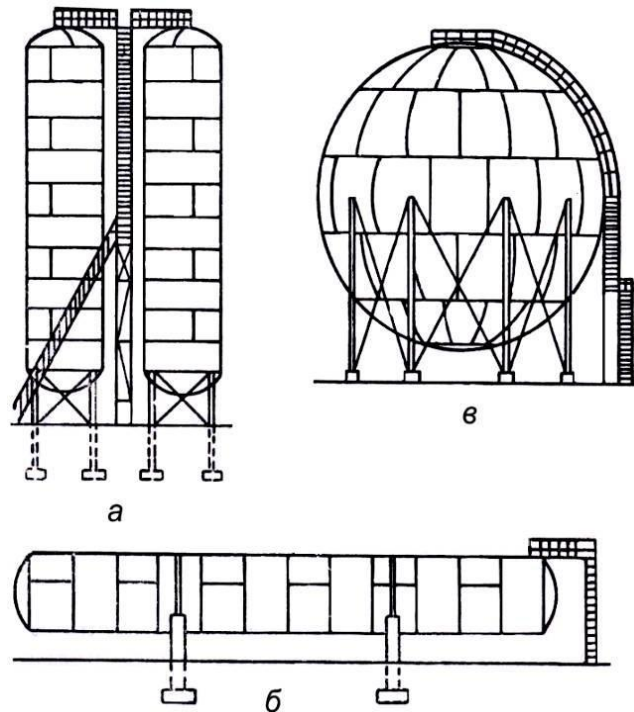


Рисунок 9.4 – Газгольдери постійного об'єму:

а – вертикальний; б – горизонтальний; в – кульовий

Застосування газгольдерів не розв'язує завдання накопичення великих кількостей газу, потрібних для вирівнювання значних сезонних коливань у споживанні газу. Вони можуть відігравати роль буферної місткості лише при добових, незначних коливаннях подачі газу споживачам: вночі заповнення газгольдерів, вдень – спорожнення при постійній продуктивності магістрального газопроводу. Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використовуваних або стратегічних ресурсів газу поблизу кінцевого пункту магістральних газопроводів споруджують підземні газосховища чи сховища скрапленого природного газу, в яких улітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання. Як підземні газосховища використовують:

- виснажені нафтові й газові родовища;
- різноманітні геологічні пастки пластових водонапірних систем;
- природні та штучно створювані в надрах землі тріщини, каверни, печери.

Існує велика кількість підземних газосховищ найрізноманітнішої місткості – від декількох мільйонів до 3 млрд м³.

Для підтримання порівняно високого тиску в кінці відбору газу і зменшення просування води при відборі повний об'єм підземного газосховища повинен перевищувати необхідний об'єм на величину від 40 % до 100 % для вміщення буферного чи залишкового газу.

Підземні газосховища розташовують на трасі магістрального газопроводу перед великими споживачами газу.

При зниженні споживання газу він закачується через свердловини в сховище, а при збільшенні споживання – відбирається зі свердловин і знову надходить у газопровід.

Для зберігання скраплених природних газів використовують підземні тріщини, каверни, печери, стінки яких зміцнюють та герметизують. Печери можуть бути утворені шляхом вимивання гарячою водою солі в куполах.

Для перекачування газу на лінійних станціях магістрального газопроводу переважно встановлюють одноступеневі поршневі компресори дотискного типу, які підвищують тиск газу з 2 – 3 МПа до 5 – 6 МПа.

9.6 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ ТА СКРАПЛЕНОГО ГАЗУ ЗАЛІЗНИЦЕЮ

Транспортування енергоносіїв залізницями здійснюється переважно в цистернах або критих вагонах у тарі.

Для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах необхідне таке обладнання та пристрої:

- вагони-цистерни;
- наливна естакада в пункті відправлення нафтопродуктів;
- зливна естакада в пункті призначення.

Вагони-цистерни складаються із цистерн, у які наливають нафтопродукт, що транспортується, і ходової частини (рис. 9.5). Такі цистерни являють собою сталі горизонтальні циліндрові місткості. Залежно від вантажопідймальності вагони-цистерни бувають дво- та чотиривісними. За конструкцією розрізняють *стандартні* цистерни і цистерни *спеціального призначення*. У стандартних цистернах перевозять нафтопродукти, в'язкість та температура котрих не залежать від зливно-наливних робіт. У цистернах спеціального призначення перевозять високов'язкі нафтопродукти.

Місткість *стандартної* цистерни складається з декількох барабанів, двох днищ і ковпака, виготовлених з листової сталі та сполучених між собою зварними швами.

Ковпак, на якому розміщено наливний люк, поліпшує герметизацію наповненої цистерни, слугує для розміщення нафтопродукту, що розширюється при підвищенні температури, і полегшує замірювання нафтопродукту в цистерні. Стандартні цистерни обладнані горизонтальним люком, розташованим у верхній частині ковпака. Люк закривається кришкою на шарнірі та слугує для наповнення цистерни, а в деяких випадках і для її

зливу. Через люк усередину цистерни потрапляє обслуговуючий персонал для її очищення й ремонту.

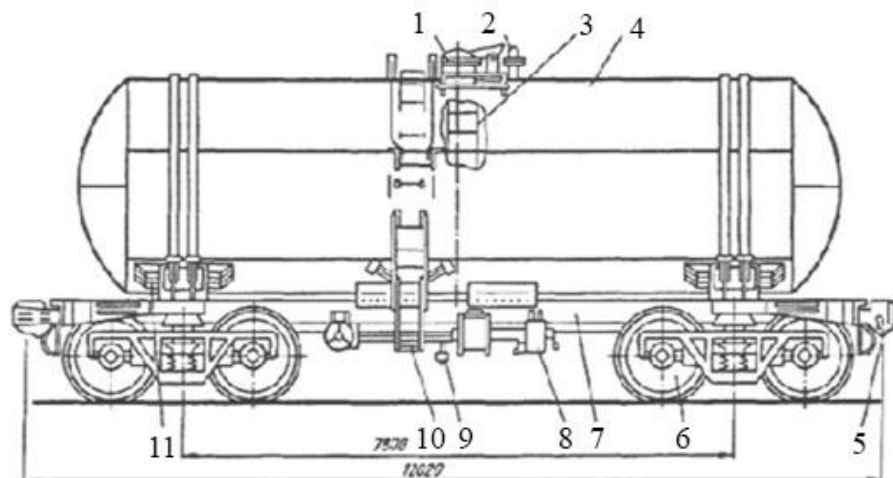


Рисунок 9.5 – Цистерна для перевезення бензину та світлих нафтопродуктів, модель 151443:

- 1 – пристрій завантаження; 2 – запобіжна арматура; 3 – внутрішні сходи;
4 – котел; 5 – ударно-тягові пристрої; 6 – ходова частина; 7 – рама;
8 – гальмівне обладнання; 9 – пристрій вивантаження; 10 – зовнішні сходи;
11 – кріплення котла на рамі

Наповнення цистерни здійснюють через люк уведенням наливного шланга. Для зливання нафтопродуктів цистерни, як правило, обладнані зливними пристроями, які розташовуються в нижній частині цистерни.

Цистерни *спеціального призначення* призначені для перевезення швидкозастигаючих і високов'язких нафт і нафтопродуктів.

Такі цистерни мають теплоізоляцію для сповільнення охолодження нафтопродуктів, що знаходяться в них, або забезпечуються підігрівальними пристроями. Для підігрівання високов'язких рідин цистерни обладнують *паровою сорочкою*. Нижня частина таких цистерн забезпечується системою парового підігрівання з площею поверхні нагріву близько 40 м². Крім того, для перевезення підігрітих високов'язких нафтопродуктів використовують *цистерни-термоси*, покриті тепловою ізоляцією, а всередині котла у них встановлено стаціонарний трубчастий підігрівач з поверхнею нагріву 34 м².

Для перевезення скраплених газів застосовують цистерни, розраховані на підвищений тиск (для пропану – 2 МПа, для бутану – 8 МПа) (рис. 9.6).

Об'єм котла сучасних цистерн становить від 54 до 162 м³. Діаметр – до 3,2 м.

Для перевезення бітуму, як досить тугоплавкого нафтопродукту, застосовують спеціальні залізничні вагони, звані *бункерними піввагонами*. Особливість їх полягає в тому, що вони складаються із чотирьох бункерів, об'ємом по 11,8 м³ кожний, встановлених на рамі вагону. Опорні точки бункера розташовані таким чином, що в заповненому стані його центр тяжіння знаходиться вище цих точок, і бункер легко перекидається при

звільненні захватів, виливаючи бітум на розвантажувальний майданчик, а потім повертається в початкове вертикальне положення.

Деяка частина нафтопродуктів (близько 2 %) транспортується в дрібній тарі (бочках, контейнерах, бідонах чи балонах).



Рисунок 9.6 – Цистерна для перевезення скраплених газів

Контейнери – це невеликі цистерни вантажопідймальністю 25 кН і 50 кН, розміщені на залізничній платформі. Після прибуття до місця призначення їх перевантажують кранами або іншими пристроями на вантажні автомобілі. У цистернах-контейнерах перевозять, головним чином, високов'язкі мастила. Тому контейнери забезпечені пристроями для розігрівання нафтопродуктів.

Зливання і наливання нафтопродуктів у залізничні цистерни виконують за допомогою залізничних естакад.

Залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій поділяють на наливні, зливні й зливно-наливні.

Наливні естакади. Процес наливання продукції в залізничні вагони-цистерни пов'язаний з виконанням у певній послідовності багатьох операцій з підготовки цистерн до наливання, пуску насосів, відкриття запірної арматури і контролю процесу наповнення. Після заповнення цистерни запірну арматуру закривають, вимірюють кількість налитого продукту, відбирають проби, закривають і пломбують люки.

Залізничною нафтовою естакадою умовно називається сукупність споруд, за допомогою яких здійснюється наливання нафтопродуктів або сирої нафти з нафтосховищ у залізничні цистерни. Як правило, наливна естакада складається з таких основних елементів:

- естакади із залізничними коліями для подачі та стоянки цистерн;
- наливної насосної з парокотельнею;
- резервуарів нафтосховищ.

При наливанні лише світлих чи малов'язких темних нафтопродуктів потреба в парокотельні відпадає.

Резервуари нафтосховища зазвичай входять до складу нафтобазового, нафтозаводського або нафтопромислового резервуарного парку, біля котрого розташована естакада.

За способом обслуговування під час наливання наливні естакади поділяють на естакади з *нижнім* і *верхнім* керуванням. Естакади з нижнім керуванням недосконалі й незручні в обслуговуванні. Необхідність заправки шлангів та контролю за рівнем нафтопродукту в цистернах вимагає присутності обслуговуючого персоналу на верху цистерн, у той же час регулювання наливу стояковими засувками на цих естакадах відбувається знизу. Тому естакади з нижнім керуванням, як правило, є тимчасовими спорудами, які будують за необхідності терміново організувати налив. В інших випадках користуються естакадами з верхнім керуванням.

Основними елементами естакад для наливання і зливання нафтопродуктів є наливні стояки, котрі встановлюються з одного або з обох боків залізничних колій на відстані від 4 м до 12 м, що забезпечує одночасне обслуговування всіх цистерн, поданих на естакаду. Стояки об'єднуються між собою колекторами з відповідною арматурою для їх підключення і відключення у міру наповнення цистерн. На верхньому кінці стояка закріплюють шланг, який під час наливання через люк заводять усередину цистерни. Подача продукції в колектори естакади, як правило, здійснюється насосами.

Наливний колектор з'єднують підвідним трубопроводом з наливною насосною чи безпосередньо з резервуарами нафтосховищами.

Відстань між кінцевими стояками називається *фронтом наливу*. Цією відстанню визначається максимальна кількість цистерн, котру можна наливати на естакаді одночасно.

За фронтом наливу естакади бувають різних розмірів: на повний маршрут, тобто на повний склад цистерн, на половину маршруту, на кілька цистерн. За кількістю залізничних колій і розташуванням відносно них стояків бувають *одно-* та *двосторонні* естакади. Одностороння естакада має один шлях і ряд стояків, розташованих з одного його боку. Двостороння естакада має два шляхи й ряд стояків між ними.

На рис. 9.7 зображена двостороння естакада галерейного типу. Головною відмінною рисою її є галерея *A*, що йде вздовж усього фронту наливу. По галереї наливальники легко пересуваються від однієї цистерни до іншої на зручній висоті для заправки шлангів у цистерни і спостереження за ходом їх наливання.

Маховики засувок виведені на галерею, що полегшує відкриття і закриття засувок.

Галерея являє собою поміст, установлений на стояках. Поміст має огорожу й відкидний місток δ для полегшення підходу до ковпаків цистерн. Містки кріпляться до галереї на шарнірах і збалансовані вантажами, що полегшує їх спуск та підйом.

Наливні естакади мають каналізацію, котра відводить у нафтоуловлювач продукт, який випадково або внаслідок пошкодження

цистерн розливається при наливанні. Обов'язковими атрибутами нафтоналивної естакади є протипожежний водопровід та освітлення, що відповідають вимогам пожежної безпеки.

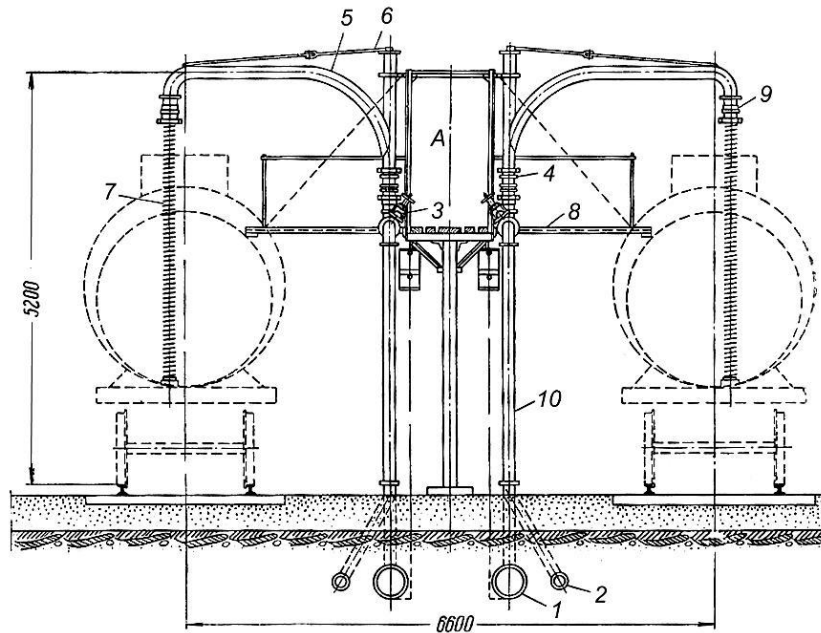


Рисунок 9.7 – Наливна естакада галерейного типу:

A – галерея; 1 – основний колектор; 2 – зачисний колектор; 3 – засувка;

4 – поворотний сальник; 5 – хобот колонки; 6 – відтяжка; 7 – шланг;

8 – відкидний місток; 9 – стяжний хомут; 10 – труба колонки

Наливні насосні. Найбільш зручним і дешевим способом наливання нафти чи нафтопродуктів у цистерни є самопливний спосіб, коли відкриттям засувки забезпечується перетікання продукту з нафтосховища в цистерни. Але самопливне наливання можливе лише тоді, коли рельєф місцевості дозволяє розташувати резервуари на вищій горизонтальній площині від цистерн, при якій можна забезпечити необхідну швидкість наливання і повне спорожнення резервуарів.

У більшості випадків для наливання цистерн доводиться застосовувати насоси. Для цього найбільше підходять відцентрові насоси. Вони дозволяють автоматично регулювати подачу зі зміною опору на викиді.

Наливна насосна станція зв'язується з естакадою лінією зв'язку.

Зливні естакади. Подібно наливній естакаді зливна, як правило, складається з трьох основних частин: естакади, зливної, насосної та нафтосховища.

Злив продукту із залізничних цистерн у резервуари може здійснюватися за допомогою насосів через верхню частину цистерн або самопливом з нижньої їх частини.

Технологічна схема зливної естакади зворотна технологічній схемі наливної естакади.

Зливні естакади поділяють за своїм типом на дві групи: естакади для верхнього зливання й естакади для нижнього зливання.

Естакади для верхнього зливання за своєю конструкцією не відрізняються від наливних естакад (рис. 9.7). Продукт із цистерн зливається безпосередньо в резервуари за допомогою насосів.

Часто застосовують естакади для нижнього зливання, в яких продукт зливається самопливом. Нафтопродукт повинен потрапити в нафтосховища, розташовані зазвичай вище цистерн, з котрих відбувається зливання. Тому естакади з нижнім зливанням обладнують *нульовими резервуарами*, тобто резервуарами, заглибленими в землю так, що їх верхня відмітка знаходиться нижче нульової відмітки майданчика, на якому розташована естакада.

Технологічна схема естакади з нижнім зливанням відрізняється від естакади з верхнім зливанням тим, що насоси всмоктують продукт не безпосередньо з цистерн, а з нульових резервуарів.

Комбіновані (зливо-наливні) естакади. З метою економії коштів і території застосовують комбіновані естакади, які можуть обслуговувати як наливання, так і зливання цистерн. Вони, як правило, являють собою естакади з верхнім наливанням та верхнім зливанням.

На великих нафтозаводах і нафтобазах для кожної групи нафтопродуктів – світлих і темних – споруджують окремі естакади. При невеликому вантажообігу наливання або зливання світлих та темних нафтопродуктів проводять на загальній естакаді, яка має відокремлені колектори і комунікації для кожної із цих двох груп.

Підігрівання цистерн. Для прискорення наливання та зливання високов'язких нафтопродуктів і нафти застосовують підігрів, унаслідок котрого їх в'язкість знижується.

Підігрівання нафтопродуктів при зливанні можна здійснювати парою чи електроенергією. Електропідігрівання широкого поширення не отримало внаслідок високої вартості електроенергії й пожежної небезпеки.

При застосуванні підігрівання вздовж фронту зливу споруджують спеціальну естакаду для кріплення паро- або електропроводів з відгалуженнями, кількість і розташування яких розраховане на обслуговування всіх цистерн по фронту наливу.

За наявності в цистернах стаціонарних парових підігрівачів у них подається пара від колектора.

Використовують паропідігрівачі *відкритого* і *закритого* типу.

У паропідігрівачах відкритого типу їх труби мають отвори й підігрівання здійснюється парою, що проходить безпосередньо через продукт. Недоліком такого підігрівання є обводнення нафтопродукту паровим конденсатом, що небажано та абсолютно неприпустимо для мастил.

У паропідігрівачах закритого типу їх труби не мають отворів і пара передає своє тепло нафтопродукту через стінки трубок, конденсуючись у них та видаляючись у вигляді конденсату назовні.

Перевагами залізничного транспорту є:

– можливість цілорічного здійснення перевезень;

– в одному складі (маршруті) можуть одночасно перевозитися різні вантажі;

– нафта і нафтопродукти можуть бути доставлені в будь-який пункт країни, що має залізничне сполучення;

– швидкість доставки вантажів залізницею приблизно вдвічі вища, ніж річковим транспортом.

До недоліків залізничного транспорту належать:

– висока вартість прокладання залізниць;

– збільшення завантаження існуючих залізниць і, як наслідок, – можливі перебої в перевезенні інших масових вантажів;

– холостий пробіг цистерн від споживачів нафти до її виробників.

9.7 ВОДНЕ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І СКРАПЛЕНОГО ГАЗУ

Перший у світі залізний танкер-пароплав «Зороастр» був збудований 1877 року на шведській судноверфі за кошти братів Нобелів. Цей танкер і започаткував наливний спосіб перевезення газу та нафти.

Після резонансних аварій наприкінці ХХ ст. всі сучасні танкери робляться з подвійною обшивкою.

Найбільшим у світі на сьогодні є норвезький супертанкер Knock Nevis, побудований 1981 року (рис. 9.8). Це і найбільший корабель у світі. Його розміри: 458 м у довжину і 69 м в ширину, а водотоннажність 825614 тонн.



Рисунок 9.8 – Найбільший на сьогодні у світі норвезький супертанкер Knock Nevis

На сьогодні більше третини світового видобутку нафти транспортується на світові ринки за допомогою танкерів.

Основні технічні елементи водного транспорту нафти і нафтопродуктів такі:

– нафтоналивні судна (самохідні або з буксиром);

– причальні пристрої в пунктах відправлення та прибуття нафтовантажів;

– пристрої для наливання і зливання нафтопродуктів.

Для перевезення нафтовантажів використовують суховантажні й наливні судна. Суховантажними суднами вантаж перевозять безпосередньо на палубі переважно у бочках. Нафтоналивними суднами перевозять нафту і нафтопродукти в трюмах, а також у танках (баках), розміщених на палубі.

Нафтоналивні судна. Розрізняють такі типи нафтоналивних суден:

- танкери морські та річкові;
- баржі або ліхтери (самохідні й несамохідні) морські та річкові.

Танкером називають морське самохідне нафтоналивне судно, що складається з жорсткого металевого каркаса, до якого кріпиться металева обшивка. Корпус судна поздовжніми та поперечними непроникними перегородками ділиться на низку відсіків. Це забезпечує його непотоплюваність, зменшує гідравлічні удари при хитавиці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Вантажопідймальність танкера досягає 500 МН і більше. Танкери використовують для перевезення як нафти, так і газу (рис. 9.9).

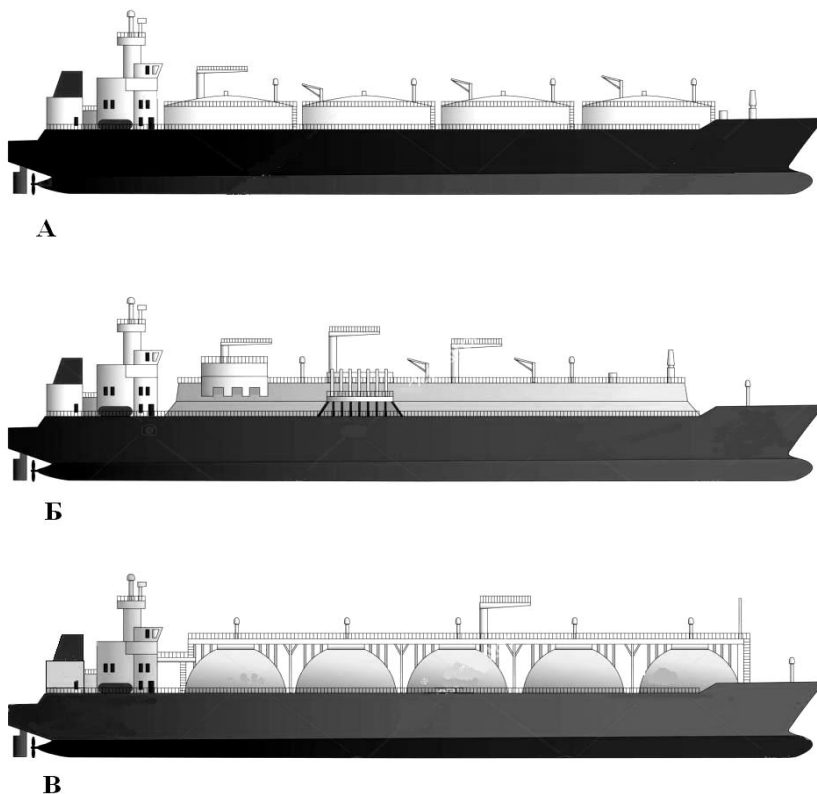


Рисунок 9.9 – Нафтовий танкер (А) і газові танкери (Б, В)

Несамохідне судно називають морською баржею або ліхтером. Баржі, що перевозять нафту по річках, також можуть бути самохідними й несамохідними.

На рис. 9.10 наведена загальна схема танкера. Його корпус має три основні частини: носову (форпик), середню (танки) і кормову (ахтерпик). Середня – найбільша за своїми розмірами частина танкера зайнята відсіками

місткостями (танками) для вантажу. У сучасних морських танкерах об'єм одного танка має місткість 600 – 1500 м³. Для запобігання потраплянню випарів нафти і нафтопродуктів у господарчі й машинне відділення середня частина танкера відокремлена від носового і кормового відсіків здвоєними непроникними перегородками, які утворюють порожнину шириною до 1,5 м та називаються *кофердамом*. Кофердами можуть заповнюватися водою, створюючи таким чином подобу водяних стінок, що відокремлюють зону розташування вантажних танків від інших частин судна. Вантажні танки з'єднані між собою трубопроводами, що проходять від насосного відділення по днищу танка. Крім того, вони обладнуються підігрівачами, установками для вентиляції та пропарювання танків, засобами пожежогасіння й ін.

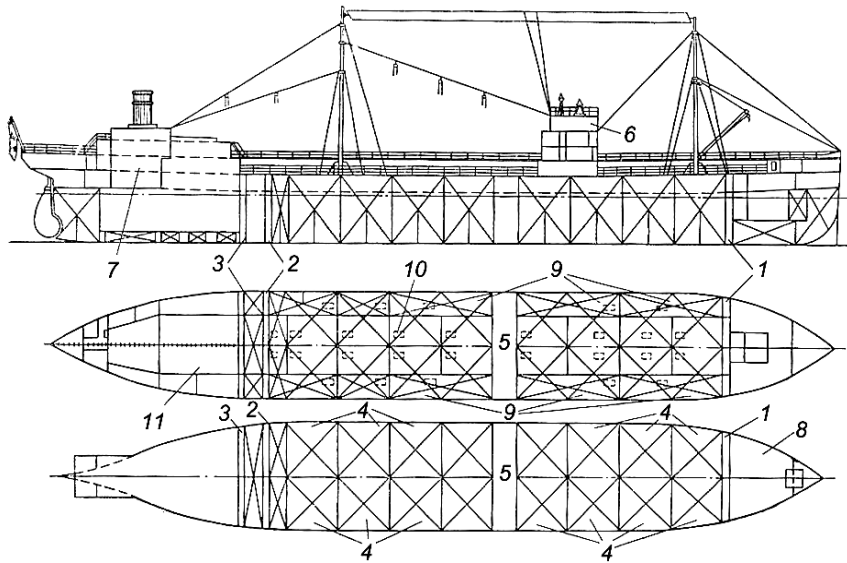


Рисунок 9.10 – Схема танкера:

1 – кофердам № 1; 2 – кофердам № 2; 3 – паливна місткість; 4 – танки для продуктів; 5 – насосне відділення; 6 – штурманський місток; 7 – котельне відділення; 8 – суховантажний трюм; 9 – літні танки; 10 – вантажні люки; 11 – машинне відділення

У носовій частині танкера розміщується трюм для перевезення нафтопродуктів у тарі й сухих вантажів, а також відділення для господарчих вантажів.

У середній частині розташовано насосне відділення, сполучене з усіма танками системою трубопроводів.

Поздовжніх перегородок у танкера буває одна, дві або три. Кількість поперечних перегородок залежить від загальних розмірів судна і його вантажопідіймальності.

Люки танків закриваються герметичними кришками на гумових прокладках. Щоб уникнути перевищення допустимого тиску при змінах температури нафтовантажу танки мають газовідвідні труби та дихальні клапани. У танкерів, призначених для перевезення високов'язких і швидкозастигаючих нафтопродуктів, танки забезпечуються паропідігрівачами у вигляді змієвиків.

У кормовій частині розміщується машинне й котельне відділення, допоміжне обладнання (освітлення, водопостачання) та житлові приміщення. Котельне відділення слугує для опалення житлових і господарчих приміщень танкера, а на деяких танкерах і для підігрівання високов'язких або швидкозастигаючих нафтопродуктів, що транспортуються.

Щоб уникнути негативних наслідків температурних коливань об'єму рідини, що перевозиться, над танками розміщують вільно сполучену з ними розширювальну шахту (рис. 9.11). Розширювальна шахта являє собою вертикальну щілину, яка йде вздовж усього танкера. Ця щілина поділена на секції, кількість котрих залежить від кількості танків. Під час наливання танк заповнюються нафтопродуктом повністю, а розширювальну шахту – частково; унаслідок чого вона слугує для танка температурним компенсатором.

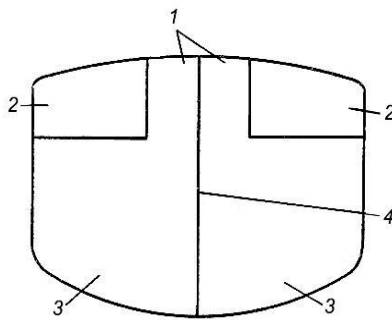


Рисунок 9.11 – Розширювальні шахти танкера:

*1 – розширювальні шахти; 2 – літні танки; 3 – основні танки;
4 – поздовжня перегородка*

При розширенні нафтопродукту від нагрівання надлишок його витісняється в шахту, а при зменшенні об'єму нафтопродукту від охолодження вільної порожнини в танку не утворюється. Тому роль розширювальної шахти подібна до ролі ковпака залізничної цистерни.

Незаповненість розширювальної шахти не може викликати помітних гідравлічних ударів або погіршення стійкості танкера внаслідок невеликої ширини шахти і поздовжнього її розташування в танкері.

При проектуванні танкера, призначеного для перевезення якогось певного нафтопродукту, виникає питання компенсації змін об'єму нафтопродукту від коливань температури влітку й узимку.

Така компенсація необхідна для постійного використання повної розрахункової вантажопідіймальності танкера, а від цього безпосередньо залежить ступінь його використання як транспортного засобу.

Для такої компенсації об'єму розширювальної шахти недостатньо. Тому доводиться поділяти всі танки на основні й літні, причому розрахунок вантажопідіймальності танкера ведеться, виходячи із заповнення нафтопродуктом лише основних танків, але при максимальному, тобто зимовому значенні густини нафтопродукту. Літні ж танки залишаються взимку порожніми, збільшуючи плавучість судна. Їх заповнюють лише в літній час, коли густина нафтопродукту зменшується.

Розташування літніх танків по відношенню до основних танків неоднакове у різних танкерів. На рис. 9.10 наведено розташування літніх танків у двопалубному танкері з однією поздовжньою перегородкою. У цьому випадкові літні танки являють собою бортові відсіки, між якими знаходиться розширювальна шахта.

Для наливання і зливання нафтопродуктів передбачено навантажувально-розвантажувальні трубопроводи, наявні в кожному танку, які на палубі підключені до загального колектора. Система наливання та зливання може бути *трубопровідною* або *перепускною*.

При *трубопровідній вантажній системі* вся зона, зайнята танками, опоясується всмоктуючим трубопроводом, що прокладається по днищу танкера вздовж його поздовжніх діаметральних перегородок. Цей трубопровід, як правило, складається з двох гілок – лівої та правої. Такі гілки на одному кінці, що йде в насосне відділення, з'єднані зі всмоктуючим насосом та з напірним трубопроводом, прокладеним від викиду насосів на палубу. На інших кінцях гілки з'єднані між собою, утворюючи кільцеву трубопровідну магістраль. До кожного танка від кожної з двох гілок магістралі до днища танка відходить відросток труби.

Напірна магістраль розташовується на палубі й тому називається також *палубною*. Цю магістраль прокладають по кільцевій схемі або у вигляді одного трубопроводу, що йде від кормової до носової частини судна. На палубній магістралі є відростки, які закриваються засувками, для приєднання шлангів від берегових трубопроводів.

При *перепускній системі* наливання і зливання нафтопродуктів вхідні та напірні (палубні) магістралі відсутні. Зливні операції здійснюються шляхом перетікання продукту з танка в танк, а із суміжного з насосним відділенням танка за допомогою насоса направляється на берег чи в інше судно при вивантаженні на плаву.

Наливання нафтопродукту відбувається не в усі танки одночасно, а в один або декілька танків, розташованих усередині судна. Звідси він розтікається самопливом по всім танкам через відкриті під час наливання переділкові отвори – клінкети.

Перепускна вантажна система простіша за трубопровідну, але має значні недоліки:

- не дозволяє одночасно перевозити різні нафтопродукти;
- неможливість проводити внутрішні перекачування нафтопродукту з одного танка в інший;
- різко сповільнюється стікання нафтопродукту в кормові танки в кінці зливання, коли рівень рідини в танках знижений.

Перепускна вантажна система має обмежене застосування і використовується в основному для танкерів, що здійснюють масові перевезення односторонніх малов'язких нафтопродуктів.

Для перекачування високов'язких нафтопродуктів на танкерах установлюють поршневі чи ротаційні насоси, а для малов'язких продуктів – відцентрові насоси.

На сьогодні накопичено значний досвід з перевезення танкерами зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ). Морський транспорт зріджених вуглеводневих газів широко використовують у Великобританії, Данії, Італії, США, Франції, Японії та інших країнах.

У світовій практиці прийнято такий поділ танкерів за дедвейтом: малотоннажні до 5 тис. т, середньотоннажні до 30 тис. т, великотоннажні понад 30 тис. т. У свою чергу великотоннажні танкери мають такі найменування:

- Supertanker 30 – 70 тис. т;
- Mammoth tanker 70 – 150 тис. т;
- Very Large Crude Carrier (VLCC) – 150 – 300 тис. т;
- Ultra Large Crude Carrier (ULCC) – 300 – 800 тис. т;
- Megatanker – 1 млн т.

Річкові танкери порівняно з морськими мають відносно невелику вантажопідіймальність. Вони також подібно до морських суден мають поділ на відсіки.

Морські баржі (ліхтери) застосовують для перевезення нафтовантажів на великі відстані, для рейдових операцій з навантаження і розвантаження танкерів із глибокою посадкою, які не можуть підійти безпосередньо до причалу берегової нафтобази, а також для каботажних перевезень нафтовантажів. Вони мають вантажопідіймальність 10 тис. т і більше.

Зливно-наливні операції здійснюються за допомогою насосів, установлених на ліхтерах або на плавучій насосній станції.

Для далеких перевезень використовують ліхтери вантажопідіймальністю до 10 тис. т і вище, які буксируються танкерами чи суховантажними судами. Для рейдових операцій будують самохідні й несамохідні ліхтери.

Вантажні трубопроводи та допоміжне обладнання у ліхтерів такі ж, як і у танкерів.

Річкові баржі застосовують для перевезення нафтопродуктів внутрішніми водними шляхами. Тому їх корпус менш міцний, ніж у морських барж. Річкові баржі бувають самохідними й несамохідними, котрі переміщують за допомогою буксирів або штовхачів.

Їх виготовляють вантажопідіймальністю від 100 т до 12000 т. Незважаючи на різноманітність типів і розмірів всі річкові баржі мають однакове розташування їх основних частин. Подібно танкеру їх внутрішня порожнина розбита поздовжніми й поперечними перегородками на окремі відсіки, кількість яких може досягати 50. Як правило, річкові баржі забезпечені перепускною вантажною системою з магістральним трубопроводом для зачищення відсіків після вивантаження баржі.

Самохідні річкові баржі застосовують здебільшого для перевезення бензину і мають невеликі розміри порівняно з великими несамохідними баржами.

Пристрої для наливання та зливання із суден. Для того щоб налити нафтопродукт у судно або вивантажити його із судна, необхідно забезпечити

надійне сполучення його вантажної системи з береговою нафтомісткістю і мати обладнання для наливання і зливання.

Вантажні операції за місцем їх здійснення бувають *береговими* і *рейдовими*. При берегових операціях судно під час наливання чи зливання стоїть біля причальних пристроїв, а при рейдових вантажні операції здійснюються на рейді, тобто при віддаленні судна від берега.

Наливання і зливання нафтопродуктів біля берега відбувається в спеціальних відокремлених гаванях, які називаються *нафтогавані*. Нафтогавань повинна мати достатню водяну поверхню (акваторію) і глибину для причалювання й маневрування нафтоналивних суден.

Споруда для причалювання суден і зв'язку їх з берегом у загальному випадку називається *пристанню* або *пірсом*. Пристань чи пірс можуть мати один, два та більше причалів, забезпечених спеціальними причальними пристроями.

Від нафтопричалів до берегових резервуарів прокладають трубопроводи. Перекачування продукції з резервуарів у судна, а також із суден у резервуари здійснюють за допомогою берегових насосних станцій (якщо судна не мають насосів). З'єднання берегових трубопроводів із судновими відбувається за допомогою шлангів або шарнірних елементів.

На річкових пристанях (іноді й на морських) для зливання продукції широко використовують плавучі насосні станції. При цьому судна причалюють до насосної станції, яка розміщується біля причалу. Вхідні трубопроводи насосної станції сполучають з вантажною системою судна, а викидні – з береговими трубопроводами. Після цього за допомогою насосів продукція перекачується із судна в берегові резервуари.

Плавуча насосна станція – це річкове чи морське судно, на якому змонтовано насоси (два або більше). Таку станцію застосовують для проміжних перевантажень нафтопродукції на плаву.

Якщо будівництво морського нафтопричалу ускладнене чи економічно недоцільне, наливання танкерів здійснюється на деякій відстані від берега по підводному трубопроводу. Трубопровід прокладається від берегової насосної станції по морському дну до найближчої від берега акваторії, де достатня глибина для стоянки танкера під час наливання. Довжина підводного трубопроводу може досягати декількох кілометрів.

Підводний трубопровід забезпечується шлангом, кінець якого прикріплений до плавучого буя. Поряд із цим буєм розташовуються причальні буї, закріплені тросами до мертвих якорів.

Перевагами водного транспорту є:

- відносна дешевизна перевезень;
- велика пропускна здатність водних шляхів.

До недоліків водного транспорту належать:

- сезонність перевезень річковими і частково морськими шляхами, що викликає необхідність створювати великі запаси нафтовантажів;
- повільне просування вантажів (особливо вгору за течією річок);

- неможливість повністю використовувати тоннаж суден за необхідності перекидання спеціальних нафтопродуктів у невеликих кількостях;
- порожні рейси суден у зворотному напрямку.

9.8 АВТОМОБІЛЬНЕ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ ТА СКРАПЛЕНОГО ГАЗУ

Автотранспортом можна перевозити всі типи вуглеводневих рідин. Його застосовують для транспортування нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів.

Автомобільний транспорт широко використовують при перевезеннях нафтопродуктів з розподільних нафтобаз безпосередньо споживачам. Цей вид транспорту найефективніше використовують у районах, до яких неможливо доставити нафтопродукти залізницею або водним шляхом, для завезення нафтовантажів споживачам, віддаленим на невелику відстань від джерел постачання (наливних пунктів, складів і баз). Наприклад, автотранспортом відвантажують нафтопродукти з нафтобаз до автоспоживачів, на автозаправні станції, в сільські склади пального.

Автоперевезення нафтовантажів здійснюють в автомобільних цистернах, а також у тарі (нафтопродукти – в контейнерах, бочках, каністрах, бідонах; зріджені вуглеводневі гази – в балонах).

Автоцистерни, в котрих перевозять нафтопродукти (рис. 9.12), оснащують таким обладнанням: патрубком для наливання нафтопродукту, дихальним клапаном, покажчиком рівня, клиновою швидкодіючою засувкою для зливання палива, двома шлангами з наконечниками і насосами з механічним приводом. Об'єм окремих автоцистерн досягає 25 м³. У середині цистерни встановлено поперечні й поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомобіля.

Для забезпечення пожежної безпеки на автоцистернах встановлюють вогнегасники і пристрої для заземлення цистерн і шлангів з метою відведення статичної електрики, яка може утворитися під час зливно-наливних операцій з нафтопродуктами.

У практиці нафтовантажувального автотранспорту широко застосовують цистерни на автопричепах, що підвищує ефективність використання цього виду транспорту (рис. 9.12).

Для заправки паливом автотранспортних засобів, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправних станцій, а також сільськогосподарських машин та літаків застосовують спеціальні автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Такі автоцистерни називають автопаливозаправниками.

Керування обладнанням паливозаправника відбувається з кабіни водія, де розміщено важелі включення насоса, засувки і вентилі, необхідні для виконання операцій із приймання, роздачі й перекачування палива, а також контрольно-вимірювальні прилади.

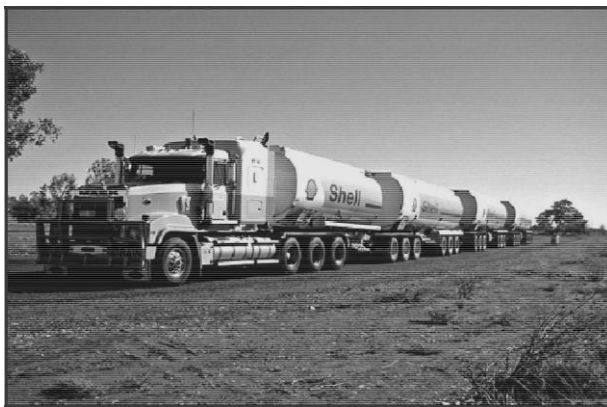


Рисунок 9.12 – Автоцистерна з автопричепами

Автопаливозаправники виготовляють із цистернами об'ємом 4 – 16 м³.

Контейнери – металеві або еластичні гумотканинні місткості об'ємами 2,5 м³ і 4 м³ (відомі гумотканинні контейнери об'ємом до 20 м³), у яких нафтопродукти доставляють споживачам без перекачування в стаціонарні сховища. Після прибуття до місця призначення контейнери вивантажують з автомобілів за допомогою кранів. Особливість контейнерних перевезень полягає в тому, що цистерни не закріплюються за автомобілем. Вони можуть слугувати як транспортною місткістю, так і тимчасовим сховищем. Такі перевезення досить зручні для віддалених від транспортних магістралей районів та при організації польових пересувних складів.

З дрібної тари найбільш поширені бочки й бідони.

Бочки зручні в експлуатації та їх широко застосовують для доставки нафтопродуктів з нафтобаз споживачам. В окремих випадках доставка нафтопродуктів у бочках є єдиним способом задоволення потреб віддалених районів, які не мають залізничних і водних сполучень. Розрізняють два основні типи бочок – металеві об'ємом 0,05 – 0,5 м³ для транспортування рідкого палива (бензину та ін.) і фанерні (штамповані) об'ємом 0,05 м³ для перевезення в основному консистентних мастил.

Бідони застосовують двох типів: металеві й металофанерні. Металеві бідони об'ємом 0,005 – 0,062 м³ для перевезення бензину виготовляють з білої жерсті прямокутної та циліндричної форм. Металофанерні бідони для перевезення консистентних мастил виготовляють об'ємом 0,016 м³ з фанерним корпусом і металевим штампованим днищем. Такі бідони, покриті зсередини бензостійким матеріалом, використовують також для рідких мастил.

Для перевезення рідких нафтобітумів, а також мастил застосовують *металеві гофровані барабани* або *мішки* з обгортувального паперу. Усе більше застосування знаходить поліетиленова тара.

Для наливання світлих нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бідони й іншу дрібну тару застосовують наливальні пристрої.

Масла і мастила відпускають у розфасованому вигляді. Наливання в автоцистерни здійснюється через автоналивні пристрої – автоестакади та

автоколонки. Наливання нафтопродуктів у бочки, бідони й іншу тару здійснюють в спеціальних приміщеннях – розливних (розфасовувальних), обладнаних роздавальними пристроями.

Заправку нафтопродуктів в автотранспорт проводять на автозаправних станціях (АЗС), які розташовуються біля нафтобаз, чи на автотранспортних магістралях. При цьому місткості заповнюються за допомогою трубопроводу, прокладеного від нафтобази, або за допомогою автоцистерн.

Залежно від призначення та місця розташування автозаправні станції поділяються на міські, дорожні, паркові, сільські, пересувні. Міські АЗС розташовують на міських магістралях, площах і в районах великих автобаз та стоянок автотранспорту. Сільські АЗС розміщують, як правило, в районних центрах, а дорожні – на основних автомагістралях. Пересувні заправні станції тимчасово розміщують на автомобільних дорогах, у місцях скупчення автомобілів, на будівельних майданчиках, у польових станах, на туристських маршрутах, у передмістях тощо. Катери й моторні човни заправляють як пересувні автозаправні станції, так і плавучі, обладнані на катерах.

Переваги автомобільного транспорту нафтовантажів:

- велика маневреність;
- швидкість доставки;
- можливість завезення вантажів у пункти, значно віддалені від водних та залізничних шляхів;
- всесезонність.

До недоліків автомобільного транспорту нафтовантажів відносять:

- обмежену місткість цистерн;
- відносно високу вартість перевезень;
- наявність порожніх зворотних пробігів автоцистерн;
- значну витрату палива на власні потреби.

9.9 НАФТОБАЗОВЕ ГОСПОДАРСТВО

Нафтобазою називається комплекс споруд і установок для зберігання, приймання та відпускання нафтопродуктів.

Нафтобази розрізняють:

- за характером операцій – перевалочні, розподільні, перевалочно-розподільні при заводських;
- за способом постачання – водні (морські та річкові), залізничні, трубопровідні, автотранспортні;
- за номенклатурою нафтопродуктів і нафт, що зберігаються. Залежно від сумарної місткості резервуарів та тари для зберігання нафти і нафтопродуктів поділяються на три категорії:

I – понад 100 тис. м³;

II – від 20 тис. до 100 тис. м³;

III – до 20 тис. м³.

Нафтобази також поділяють за характером своєї оперативної діяльності та умовами завезення і вивезення нафтопродуктів: перевалочні нафтобази,

сировинні й товарні призаводські нафтобази, завізні нафтобази, розподільні тощо. Існує багато нафтобаз змішаного типу, які одночасно виконують перевалочні, завізні й розподільні операції.

На нафтобазах здійснюють такі основні операції:

- приймання нафтопродуктів, що доставляють на базу в залізничних цистернах, нафтоналивних судах, по трубопроводах тощо;
- зберігання нафтопродуктів у резервуарах і тарних сховищах;
- відпускання великих партій нафтопродуктів у залізничні цистерни, нафтоналивні судна, трубопроводи;
- відпускання малих об'ємів нафтопродуктів дрібним споживачам через розливні автоколонки і тарні склади в контейнери, бочки, бідони;
- підігрівання застигаючих та в'язких нафтопродуктів у резервуарах, залізничних цистернах, нафтоналивних судах, трубопроводах.

Крім того, на нафтобазах можуть виконуватися і допоміжні операції: очищення, освітлення й регенерація мастил, виготовлення дрібної тари і т.п. На сировинних призаводських нафтобазах за необхідності роблять зневоднення й знесолення сирих нафт.

Залежно від потужності нафтобаз та обсягу виконуваних операцій кількість і характеристика окремих споруд та об'єктів виробничого й допоміжного призначення, які входять до загального комплексу нафтобаз, можуть бути різними.

На рис. 9.13 наведена приблизна схема великої змішаної нафтобази.

Територія нафтобази розбивається на шість зон:

- I* – зона приймання та відпускання нафтопродуктів;
- II* – зона зберігання;
- III* – оперативна зона;
- IV* – зона допоміжних технічних споруд;
- V* – адміністративно-господарська зона;
- VI* – зона очисних споруд.

Зона приймання та відпускання нафтопродуктів містить споруди, призначені для приймання й відпускання нафтопродуктів великими партіями. До складу споруд цієї зони входять причали, залізничні тупики зі зливно-наливними естакадами, насосна з обв'язкою і лабораторія для проведення аналізу нафтопродуктів.

До зони зберігання входить резервуарний парк з мірниками для вимірювання невеликих партій нафтопродуктів. У цій зоні розміщується піноаккумуляторна станція для вироблення піни, необхідної при гасінні палаючих резервуарів.

Об'єкти першої та другої зон з'єднані між собою мережею трубопроводів, що дозволяють направляти нафтопродукти з одного об'єкта в інший.

В оперативній зоні проводять відпускання нафтопродуктів дрібними партіями в автоцистерни, контейнери, бочки, бідони. У цій зоні розміщуються автоестакади для відпускання нафтопродуктів в автоцистерни, розливні станції для розливання нафтопродуктів у бочки та бідони, тарні

склади, де зберігають в дрібній тарі розфасовані нафтопродукти, автомобільні ваги для зважування порожніх і навантажених автомобілів.

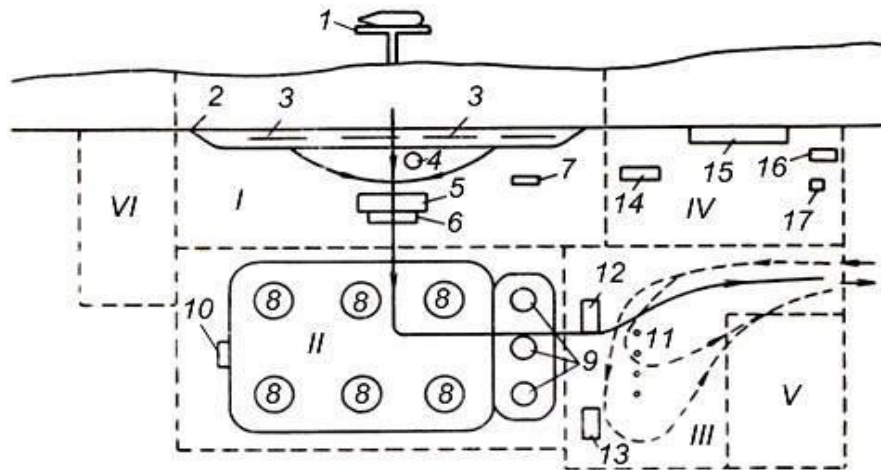


Рисунок 9.13 – Схема нафтобази

- 1 – причал; 2 – залізничний тупик; 3 – зливно-наливна естакада;
 4 – нульовий резервуар; 5 – насосна; 6 – маніфольд; 7 – лабораторія;
 8 – резервуари; 9 – мірник; 10 – піноаккумуляторна станція;
 11 – автоестакада; 12 – розливна; 13 – тарний склад; 14 – котельня;
 15 – розвантажувальний майданчик; 16 – водонасосна; 17 – електростанція;
 ————— – рух нафтопродуктів на складі; - - - - - – шлях транспорту

Зона допоміжних технічних споруд призначена для обслуговування основних об'єктів нафтобази. До неї входять такі споруди: розвантажувальний майданчик, призначений для розвантажування обладнання, що прибуло залізницею, матеріалів, запасних частин і нафтопродуктів у тарі; складські приміщення; котельня для постачання парою силових установок, а також підігрівання нафтопродуктів та опалення приміщень; механічна майстерня; бондарний цех; електростанція або трансформаторна підстанція; водонасосна з резервуарами чи водонапірною баштою.

Зона адміністративно-господарських споруд включає в себе контору з прохідною, пожежне депо, будівлю охорони нафтобази, гараж.

У зоні очисних споруд розташовують об'єкти для очищення зливних вод і збору пролитих на території нафтобази продуктів. До складу споруд цієї зони входять піско-, нафтовловлювач, аварійний амбар, муловий майданчик.

Усі об'єкти нафтобази (котельні, насосні, естакади) з'єднані між собою промисловими комунікаціями, до яких відносять електричну мережу, водопровід, парову мережу і т.п.

До складу кожної нафтобази можуть входити не всі перелічені об'єкти. Так, чисто перевалочні бази, як правило, не мають споруд третьої зони; нафтобази, що мають справу лише зі світлими нафтопродуктами, можуть не мати котельних установок, не на всіх нафтобазах є бондарські майстерні, регенераційні установки тощо. Але основний комплекс споруд: зливні й наливні пристрої, резервуарний парк, насосна, засоби пожежогасіння, механічна майстерня обов'язково наявні на всіх великих нафтобазах.

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

10.1 ЗБЕРІГАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

10.1.1 Газорозподільні станції магістральних газопроводів

Газорозподільні станції (ГРС), що споруджуються наприкінці магістрального газопроводу або відведення від нього, призначені для постачання газом населених пунктів та промислових підприємств. Параметри газу (об'єм та тиск) встановлюються з урахуванням вимог споживача.

На газорозподільних станціях як кінцевих пунктах газопроводів здійснюються:

- зниження тиску газу до заданої величини;
- автоматична підтримка цього тиску;
- кількісний облік газу.

Крім того, на ГРС проводиться очищення газу від механічних домішок, додаткова одоризація газу, що надходить до споживача, а також передбачаються заходи щодо захисту трубопроводів від недопустимих підвищень тиску газу [10]. Газорозподільні станції залежно від призначення та необхідних параметрів споруджують переважно за типовими проектами, що передбачають необхідну автоматизацію їх роботи.

Сучасні автоматизовані ГРС за формою обслуговування поділяють на ГРС з безвахтовим обслуговуванням при пропускній здатності до 200 тис. м³/год та з вахтовим обслуговуванням з пропускною здатністю понад 200 тис. м³/год. У першому випадку ГРС обслуговують два оператори, які можуть чергувати, перебуваючи вдома, бо до їхніх квартир підведено сигналізацію, що передає світлові та звукові сигнали. При отриманні цих сигналів черговий оператор прибуває на ГРС для усунення причини несправності. У другому випадку ГРС обслуговує черговий персонал, який стежить не лише за режимом експлуатації, а й здійснює необхідний ремонт технологічного обладнання.

Газорозподільні автоматизовані станції поділяють на основний ряд із пропускною здатністю (м³/год) – 10; 50; 100 та 200, і модифікований – 1; 5; 25 та 150 тис. Пропускна здатність прийнята при тиску на вході в ГРС, що дорівнює 2 МПа.

Незалежно від пропускної здатності, кількості споживачів, параметрів газу на вході та виході станції до складу ГРС входять такі основні блоки:

- перемикання;
- очищення газу;
- запобігання гідратоутворенню (за необхідності);
- автоматичне регулювання тиску газу;
- вимірювання витрати газу;
- автоматичної одоризації газу (за потреби).

На рис. 10.1 наведено компонування автоматизованої ГРС на одного споживача з пропускною здатністю 25 – 100 тис. м³/год. Робота газорозподільної станції зводиться до наступного: газ з вхідного газопроводу надходить в блок пристроїв, що відключають, і прямує на очищення в масляні пиловловлювачі або вісцинові фільтри. Після очищення газ надходить у трубопровід для редукування, де відбувається зниження тиску газу до заданих величин. Потім газ спрямовується у вихідні газопроводи (до споживачів), на кожному з яких проводиться кількісний вимір та одоризація газу [10].

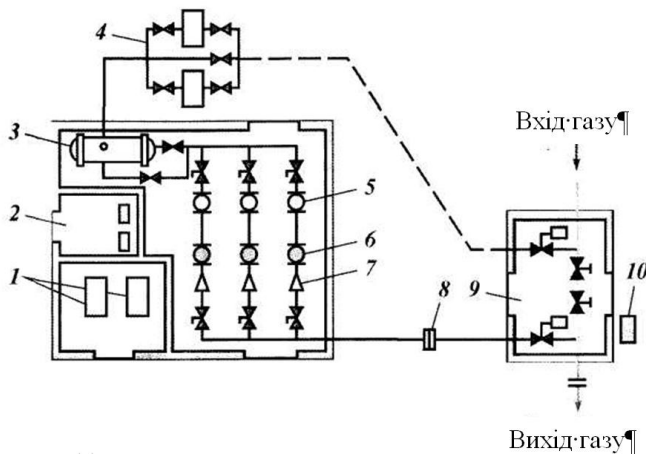


Рисунок 10.1 – Компонування газорозподільної станції:

1 – водогрійні казани; 2 – приміщення для витратомірів; 3 – підігрівач газу; 4 – блок очищення; 5 – контрольний регулятор тиску; 6 – робочий регулятор тиску; 7 – дросельна камера; 8 – вимірний пристрій; 9 – вузол перемикачів; 10 – одоризаційна установка

У зв'язку з тим, що на ГРС проводиться зниження тиску газу, це призводить до його охолодження. В результаті можуть утворюватися гідрати та сильно охолодитися обладнання станції. Для боротьби з гідратуутворенням застосовують автоматичну подачу в газопровід метанолу та підігрів газу. На деяких ГРС впроваджено пневматичні автомати для подачі метанолу в потік газу.

Виконання газорозподільних станцій зазвичай закрите, у вигляді двох будівель – будівлі редукування тиску та будівлі блоку перемикачів. У південних районах країни допускається будувати ГРС відкритого виконання на огороженому майданчику.

Для редукування газу при газопостачанні невеликих побутових, сільськогосподарських та промислових об'єктів застосовують блочно-шафні автоматизовані газорозподільні станції типу АГРС, що виготовляються повністю у заводських умовах. Пропускна здатність АГРС становить 1100 – 50 000 м³/год. Обладнання цих станцій компонують у двох металевих шафах – в одному встановлюють регульовальну та запірну арматуру, у другій – підігрівач газу.

10.1.2 Газорозподільні мережі

До газорозподільних мереж відносяться газопроводи, призначені для транспортування газу в містах та населених пунктах: для подачі до житлових будинків, установ комунально-побутового обслуговування, підприємств та інших споживачів. Газорозподільна мережа являє собою систему трубопроводів і обладнання, до складу якої входять як міські магістральні газопроводи,

призначені для передачі газу з одного району міста в інший, так і розподільні газопроводи для подачі газу безпосередньо до споживача. Газ до міської газорозподільної мережі надходить із магістрального газопроводу через газорозподільну станцію. З ГРС газ спрямовується до газорегуляторних пунктів (ГРП), встановлених на міській мережі. ГРП призначені для зниження тиску газу; вони поєднують газопроводи різного тиску.

Будівельними нормами та правилами для міських систем газопостачання встановлено такі категорії тиску газу: низького – не більше 5 кПа; середнього – 5 кПа – 0,3 МПа; високого – 0,3 – 1,2 МПа.

До газопроводів низького тиску приєднують житлові, комунально-побутові, дрібні промислові та інші споживачі. Опалювальні та виробничі котельні, комунальні підприємства, розташовані в окремих будівлях, зазвичай підключають до газопроводів середнього та високого тиску (до 0,6 МПа) через місцеві газорегуляторні пункти або установки. Промислові підприємства живлять газом із газопроводів високого тиску (до 1,2 МПа).

За схемою пристрою газорозподільні мережі споруджують кільцевими або тупиковими (розгалуженими); у будь-якому випадку передбачається можливість відключення окремих районів та введення в експлуатацію по чергах. До газових мереж пред'являються вимоги високої надійності та безперебійності постачання споживачів газом з дотриманням умов зручності та безпеки експлуатації. Вибір кільцевої або тупикової системи газорозподільної мережі здійснюють залежно від об'єму газопостачання та планування міста чи населеного пункту.

Для спорудження газових мереж застосовують переважно безшовні труби (рідше – зварні). На газорозподільних мережах встановлюють запобіжники, запірну та спеціальну арматури відповідного тиску. Як запірну арматуру встановлюють засувки, вентилі та крани. До спеціальної арматури відносять конденсатозбірники. Конденсатозбірники встановлюють на газорозподільних газопроводах для видалення конденсату, що в них випадає. Розрізняють конденсатозбірники низького, середнього та високого тиску. У конденсатозбірниках низького тиску конденсат із спеціальних горщиків видаляється за допомогою насосів через спеціальну трубу стояка. З конденсатозбірників середнього та високого тиску конденсат видаляється під тиском газу.

10.1.3 Методи покриття нерівномірностей споживання газу

Для системи постачання міст та промислових підприємств характерна нерівномірність споживання газу. Пояснюється це тим, що побутові, комунальні та промислові споживачі витрачають газ нерівномірно за порами року (літо, зима), місяцям, тижням, добам та годинам доби. Взимку витрата газу завжди більша, ніж улітку, коли вимикається опалювальна система. Споживання газу вдень, як правило, завжди значно більше, ніж вночі. Так як у міську мережу газ по газопроводу подається у такій самій кількості (при цьому враховують середньогодинну витрату), вдень відчувається нестача газу, а вночі

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

– з'являється його надлишок, внаслідок того, що місто споживає газу менше, ніж надходить його у газопровід.

Для усунення добової нерівномірності споживання газу поблизу міст споруджують ємності, в які вміщують весь надлишковий газ вночі, щоб видати його в газорозподільну мережу міста в денний час. З цією метою використовують газгольдери, а також об'єм останньої ділянки магістрального газопроводу. Завдяки акумулюючій здатності газопроводу при накопиченні газу вночі у ньому підвищується тиск, що досягає до ранку максимально допустимої величини. Вдень при підвищенні витрати газу його тиск знижується до нормального.

Особливо велика сезонна нерівномірність газоспоживання характеризується тим, що у великих містах існує великий розрив між максимальною (зимовою) та мінімальною (літньою) витратою газу за рахунок значного його використання для опалення в холодну пору року. Для покриття цієї нерівномірності потрібні великі сховища. Оскільки з економічних міркувань недоцільно споруджувати для цієї мети газгольдерні парки, на виготовлення яких витрачається багато сталі та потрібні значні площі забудови, для зберігання міжсезонного запасу газу використовують переважно підземні сховища (ПСГ). В окремі періоди ці сховища можуть бути також використані для покриття добових та місячних нерівномірностей споживання.

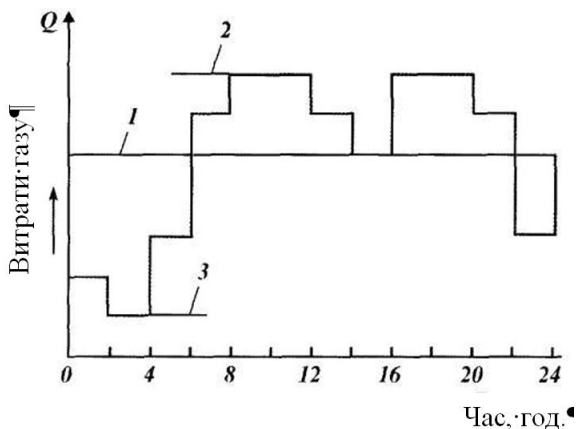


Рисунок 10.2 – Графік добового споживання газу:

*1 – середньодобове споживання;
2, 3 – межа максимального та
мінімального споживання*

Необхідний об'єм газосховища (газгольдерний парк) розраховують за графіком добового споживання газу. Об'єм газу приймають рівним надлишку газу в нічний час, що, в свою чергу, відповідає нестачі газу в денний час. На рис. 10.2 наведено суміщений графік споживання та подачі газу споживачам, причому подача газу прийнята рівномірною протягом доби. З графіка видно, що споживання газу менше подачі в період від 0 год до 6 год і з 22 год до 24 год і для приймання зайвої кількості газу необхідний об'єм, що дорівнює сумарному об'єму газу, який в масштабі характеризується сумою заштрихованих площ на графіку. При цьому об'єм газосховища має покрити весь надлишок добового споживання (з 6 год до 22 год).

Об'єм газосховища, необхідний для вирівнювання сезонної нерівномірності, визначають за графіками місячної нерівномірності. У сховищі

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

резервується літній надлишок газу, а взимку газ видається споживачеві при ритмічній роботі магістрального газопроводу із середньорічною витратою.

На рис. 10.3 наведено графік річного споживання газу великим містом. На графіку заштрихована площа відповідає об'єму газу, який необхідно закачати та зберігати у підземному сховищі у літні місяці. В даному випадку коефіцієнт місячної нерівномірності газоспоживання, тобто відношення фактичного місячного споживання газу до середньомісячного становить $A = 1,33$, однак в окремих випадках $k = 1,5$.

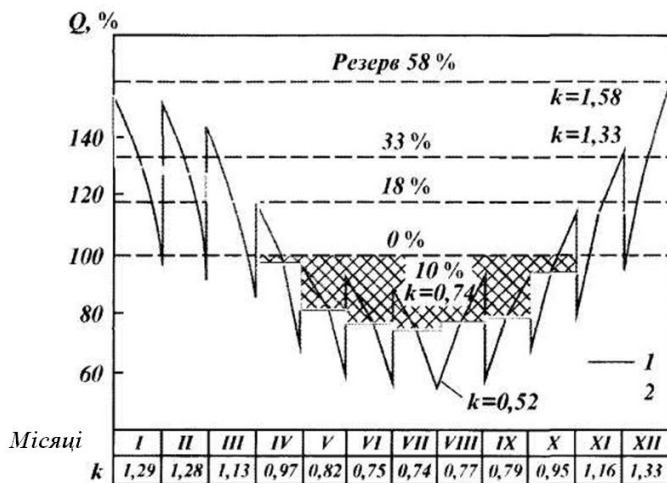


Рисунок 10.3 – Графік річного споживання газу великим містом:

1 – добове коливання газоспоживання;
 2 – місячне коливання газоспоживання;
 k – коефіцієнт місячної нерівномірності газоспоживання; Q – витрата газу, що перекачується

10.1.4 Сховища природного газу

Газгольдери

Газгольдером називають судини великого об'єму, призначені для зберігання під тиском газів. За допомогою газгольдерів проводиться також змішування та регулювання витрати газу. За принципом роботи газгольдери розрізняють змінного та постійного об'єму, а за формою – сферичні та циліндричні. Газгольдери змінного об'єму розраховані для зберігання газу при низькому тиску до 4 кПа. У резервуарах постійного об'єму газ зберігають при високому тиску – не більше 4 кПа – 3 МПа. Відмінна риса газгольдерів низького тиску полягає в тому, що робочий об'єм у них є змінним, а тиск газу в процесі наповнення чи спорожнення залишається незмінним (або незначно змінюється). У газгольдерів високого тиску, навпаки, постійний геометричний об'єм, а тиск при наповненні змінюється від початкового до робочого. Крім того, газгольдери змінного об'єму поділяють на сухі та мокрі. Сухі газгольдери (рис. 10.4) працюють за принципом поршня та обладнані затворами. Мокрі газгольдери мають верхню рухоми частину та внизу водяний басейн; виготовляють їх об'ємом 100 – 30 000 м³ одно-, дво- та триланковими. На рис. 10.5 наведено схему мокрої дволанкового газгольдера. Під дією тиску газу, що надходить під колокол по трубопроводу, що підводить, колокол піднімається. На певній висоті він входить у зачеплення із затвором телескопа і далі рухається вгору разом із ним. При цьому затвор колокала захоплює з

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

собою воду з басейну, в результаті чого утворюється газонепроникна гідравлічна подушка, що протистоїть тиску газу в газгольдері.

Правильний рух колокола і телескопа та обмеження їх перекосу під час руху здійснюється за допомогою зовнішніх верхніх та внутрішніх нижніх роликів, які котяться відповідно до зовнішніх та внутрішніх напрямних. За відсутності тиску в газгольдері колокол та телескоп спираються на підставки, встановлені на дні басейну. При максимальному тиску газу всередині колокола він посідає найвище становище; величина тиску залежить від маси телескопа, привантажень, що знаходяться в затворах води, об'єму та щільності газу, що зберігається в газгольдері. Корисний об'єм газгольдера відповідає об'єму газу, укладеному в газгольдері при верхньому положенні всіх його ланок.

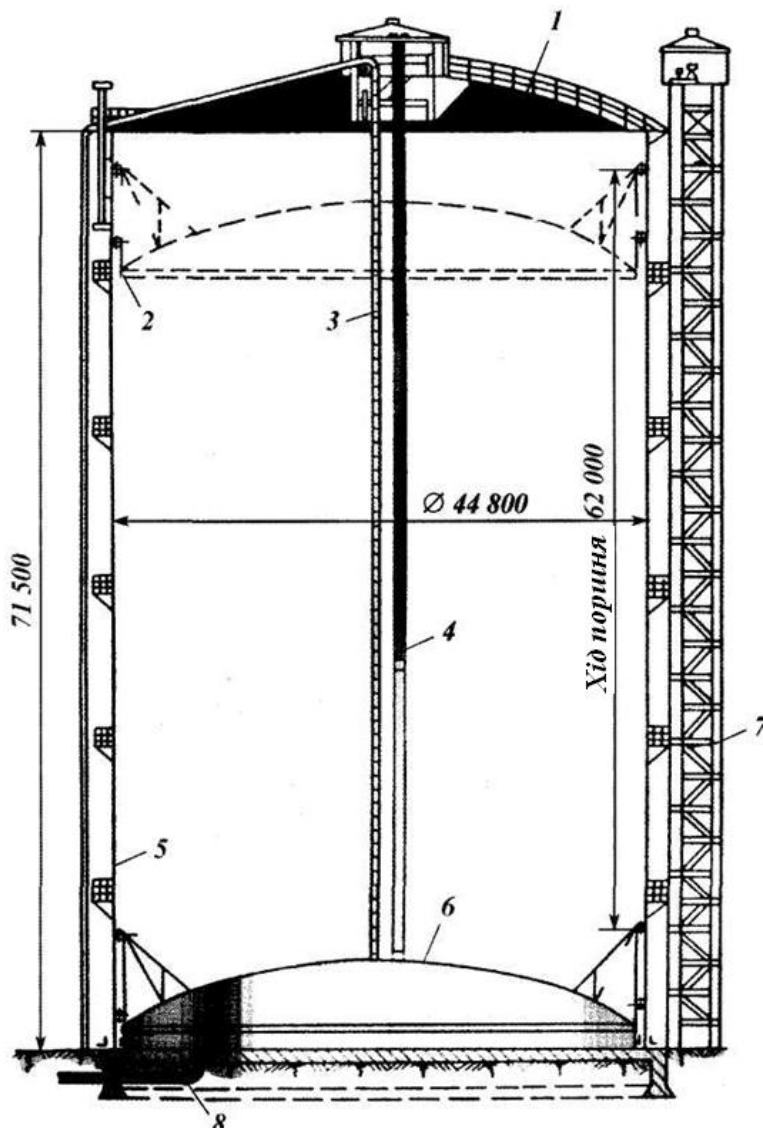


Рисунок 10.4 – Сухий газгольдер об'ємом $100\,000\text{ м}^3$ з рідинним затвором:

*1 – покрівля; 2 – верхнє положення шайби (поршня); 3 – сходи драбини; 4 – підйомна кліть;
5 – стінка газгольдера; 6 – шайба; 7 – зовнішній підйомник; 8 – газопровід*

Газгольдери високого тиску поділяють на сферичні та горизонтальні циліндричні.

Сферичні газгольдери у вигляді кульових резервуарів (рис. 10.6) використовують в основному для зберігання зріджених газів (ізопентану, бутану, бутилену, пропану та сумішей цих газів) і розраховані на внутрішній тиск, що відповідає величині пружності парів (тиску насичення) рідин, що зберігаються. Сферична форма резервуарів у порівнянні з іншими формами, наприклад циліндричними, найбільш ефективна за витратою сталі та вартістю. Розроблено серію таких газгольдерів об'ємом 300 – 4000 м³ з внутрішнім тиском 0,25 – 1,8 МПа діаметром 9 – 20 м. Сферичні газгольдери обладнують запобіжними клапанами, приладами для відбору проб і вимірювання рівня, незамерзаючими клапанами, термометрами. Циліндричні газгольдери, які зазвичай обмежуються по кінцях напівсферами, встановлюють горизонтально або на опорах. Газгольдери цього типу об'ємом 50 – 270 м³ (причому діаметр у всіх газгольдерів однаковий), відрізняються лише довжиною, що полегшує їх виготовлення та транспортування до місця монтажу у готовому вигляді. Робочий тиск у газгольдерах 0,25 – 2 МПа. Газгольдери оснащують комплектом запірної та запобіжної апаратури, а також патрубками для видалення конденсату та газу.

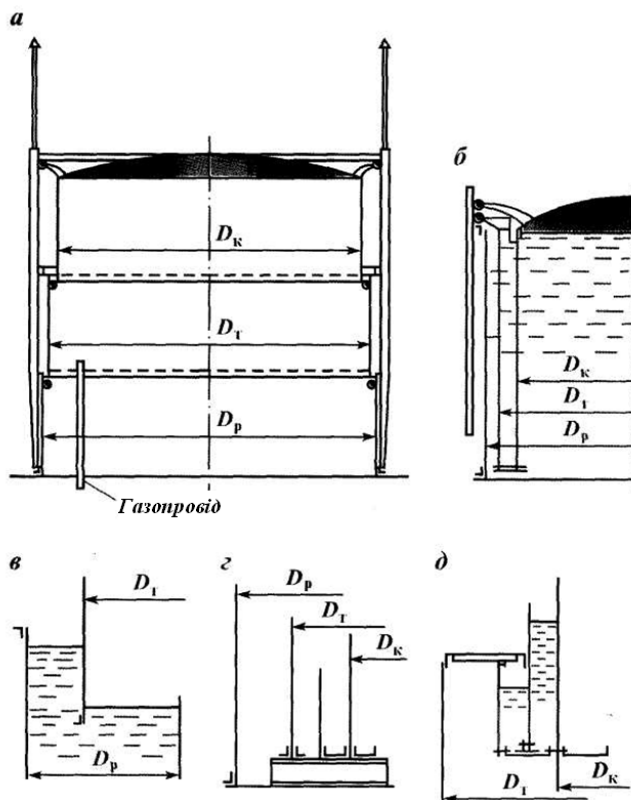


Рисунок 10.5 – Схема дволанкового мокрого газгольдера:

а – при верхньому положенні колокола та телескопа; б – при нижньому положенні колокола та телескопа; в – при верхньому положенні телескопа; г – при нижньому положенні колокола та телескопа; д – при верхньому положенні колокола; D_k – діаметр колокола; D_t – діаметр телескопа; D_p – діаметр резервуара

Накопичення газу в останній ділянці магістрального газопроводу

Частина магістрального газопроводу, що примикає до великого споживача – міста, називається останньою (кінцевою) ділянкою. Відмінна риса цієї ділянки полягає в тому, що в ній може накопичуватися газ під високим тиском у період мінімальних витрат. Акумуляюча здатність останньої ділянки

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

відрізняє його від інших проміжних ділянок магістрального газопроводу, в яких витрата газу однакова на початку і кінці ділянки. При цьому в останній ділянці витрата газу незмінна тільки на його початку, а в кінці вона змінна і дорівнює витраті газу в місті, що споживає вдень більше газу, ніж вночі. Вночі після заповнення газгольдерного парку починається накопичення газу в останній ділянці при відповідному підвищенні в ньому тиску. Якщо вдень, в процесі витрати в кінці ділянки, тиск різко знижується.

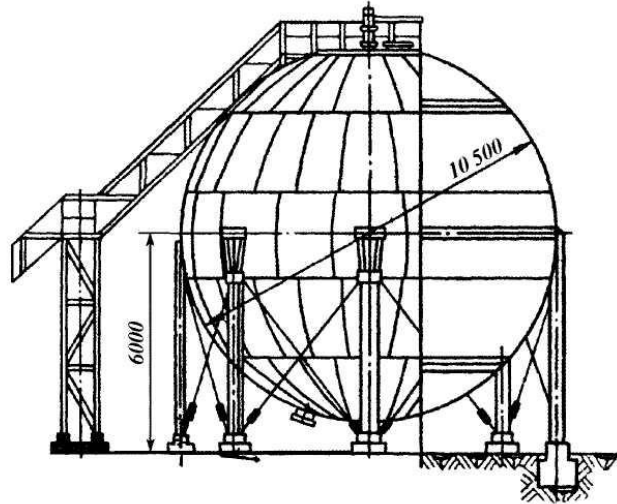


Рисунок 10.6 – Сферичний газгольдер об'ємом 600 м³

Остання ділянка газопроводу може працювати як із приєднаним газгольдерним парком, так і без нього. В останньому випадку для вміщення необхідного додаткового об'єму приймають збільшені розміри останньої ділянки магістрального газопроводу і цим заощаджують кошти на спорудження газгольдерного парку. Оскільки збільшення діаметра останньої ділянки магістрального газопроводу, у свою чергу, пов'язане з підвищенням витрати сталі та вартості будівництва, для вибору найбільш економічного варіанта роблять техніко-економічне порівняння з урахуванням даних про загальну витрату газу містом та графік добового споживання.

Підземні сховища

Підземні сховища газу призначаються головним чином для покриття сезонних піків газоспоживання, тобто компенсації нерівномірності споживання. З цієї причини сховища, як правило, споруджують поблизу траси магістрального газопроводу та споживацьких центрів великих промислових міст. Підземні сховища за станом середовища та методом спорудження поділяють на такі:

- сховища у пористих пластах;
- сховища в непроникних гірничих виробках (порожнисті резервуари).

До пористих відносяться сховища, створені у виснажених або частково вироблених газових і газоконденсатних родовищах, у вироблених нафтових родовищах і в пастках водонасичених колекторів (пластів). До порожнистих резервуарів відносяться сховища, створені в порожнинах гірських породах та у відкладеннях кам'яної солі. Сховища, створені в виснажених нафтових та газових родовищах, належать до найпоширеніших акумуляторів газу. Принцип

пристрою цих сховищ оснований на закачуванні газу безпосередньо у виснажений газonosний або нафтоносний пласт через існуючі або додатково споруджувані свердловини. У більшості випадків на основі досвіду експлуатації виснаженого або виробленого газового, газоконденсатного родовища отримують необхідний матеріал, що характеризує геологічні та фізичні параметри пласта-колектора, включаючи дані про герметичність покрівлі, геометричні розміри, об'єми можливих закачувань газу, а також про зміну тисків і дебітів свердловин.

Іноді в районах великих центрів можуть не бути вироблені газові або нафтові поклади, придатні для створення підземного сховища, проте в геологічному розрізі порід цих районів часто є водонасичені пласти, в пастках яких можна створити підземні сховища газу. З'ясувати, чи дійсно є в даному місці пласт-пастка і що він являє собою – дуже важке завдання. Розвідка структур під водоносні сховища триває 3 – 5 років і потребує великих матеріальних витрат, проте сховища окупаються за 2 – 3 роки. Створення сховища у водоносному пласті, у принципі, зводиться до витіснення із пастки пластової води шляхом закачування в купольну частину колектора газу. Газовий міхур якби «плаває» у куполі.

Перед пристроєм будь-якого сховища проводять дослідження і пробні закачування газу для оцінки параметрів пласта і властивостей рідин і газу, що його насичують, а також для отримання даних про технологічний режим роботи свердловин. З цією метою використовують існуючі свердловини, або бурять нові. Зазвичай свердловини підземних сховищ періодично виконують функції нагнітальних та експлуатаційних свердловин.

На рис. 10.7 наведено схеми підземних сховищ газу, утворених у виробленому нафтовому пласті та в пастці, що являє собою верхню частину, тобто купол пласта. Максимально допустимий тиск газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання пласта, його маси, структури та розмірів площі газonosності. Для накачування газу в сховища, як правило, будують компресорні станції з тиском до 15 МПа. Характерна особливість експлуатації підземних сховищ – циклічність їх роботи, яка виявляється у зміні процесів закачування та відбору газу.

У процесі закачування відбувається заповнення пласта-колектора та створення загального об'єму газосховища, що підрозділяється на активний та буферний об'єми газу. Буферний об'єм – це мінімально необхідна кількість газу, що не видобувається в пластових умовах, яка обумовлює циклічність експлуатації сховища. Активний об'єм є оборотним, бере участь у процесі закачування та відбору. Об'єм буферного залишкового газу становить 60 – 140% робочого (активного) газу з урахуванням створення сховища певного тиску в кінці відбору при відповідному дебіті свердловин. Газ закачують у весняно-літній період, коли потреба в ньому значно нижча, ніж узимку. Взимку сховища працюють на відбір. Газосховища експлуатують з урахуванням гідрогеологічних умов пласта-колектора, запасів газу в сховищі та нерівномірності газоспоживання системи газопроводів.

До сховищ газу в порожнинах гірських порід належать такі, які створюються в гірничих виробках – у штучно створених шахтах, тунелях та спеціально вироблених кавернах, а також у природних порожнинах гірських порід – печерах. Сховища в наявних штучних виробках не вимагають витрат на створення каверн, але практично використовуються рідко через складність герметизації об'єму та невелику поширеність таких виробок.

Спеціальні гірничі виробки для зберігання газу створюють у породах, що легко розробляються, але малопроникні, наприклад в щільних глинах, вапняку, мергелі, кам'яної солі. Розробку ведуть залежно від характеру, властивості та глибини залягання породи – механічним шляхом, методом вибуху або шляхом розмиву. Найбільш широке застосування отримали сховища у відкладеннях кам'яної солі, які здійснюють метод розмиву.

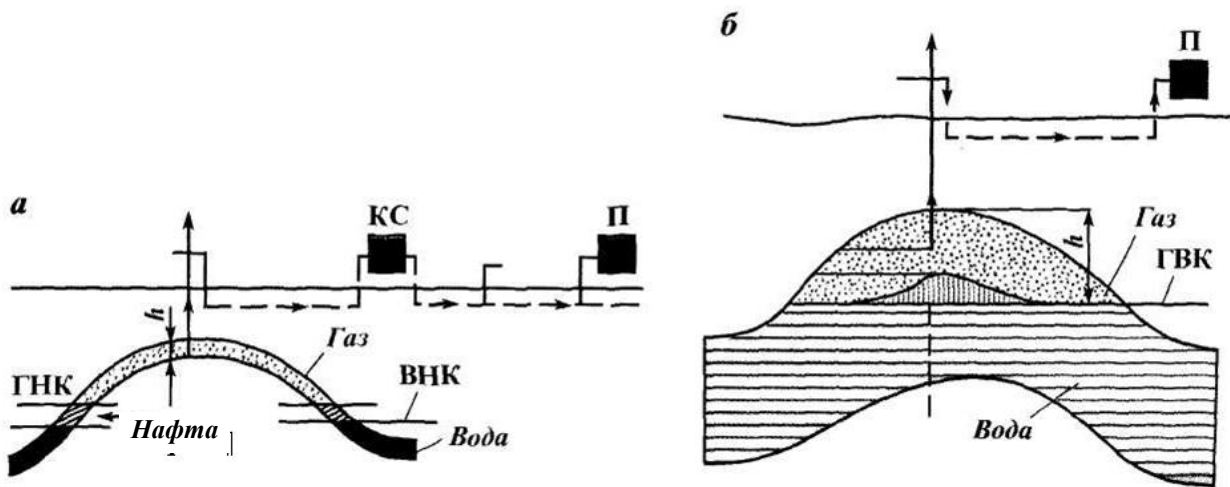


Рисунок 10.7 – Схема підземних сховищ природного газу:

а – у виробленому нафтовому шарі; б – у куполоподібній пастці у водонапірній пластовій системі; ГНК – газонафтовий контакт; ВНК – водогазовий контакт; ГВК – газовадийний контакт; КС – компресорна станція; П – споживач; h – висота пласта чи пастки

Існує багато способів розмивання каверн. Найбільш поширений комбінований спосіб із застосуванням гідроврубу (рис. 10.8). У пласті солі бурять свердловину діаметром 250 – 300 мм. Верхню її частину кріплять колоною діаметром 225 – 246 мм до зони, що підлягає розмиву. У свердловину майже до вибою спускають два ряди труб. Через перші, рахуючи від осі свердловини, в кільцеве місце на вибій нагнітається прісна вода. Вона омиває стінки незакріпленої частини свердловини та розчиняє сіль. Розсіл видаляється через центральні труби. Друге кільцеве місце заповнене гасом, соляним маслом або нафтою (нерозчинником). Нерозчинник прикриває верхню частину каверни, перешкоджає інтенсивному розчиненню солі у цьому місці та дозволяє надати каверні потрібну форму.

Розмив починається зі створення в нижній частині майбутньої каверни невеликої камери – гідроврубу, яка потрібна для накопичення в ній нерозчинних включень та інтенсифікації наступного розмиву. Після створення гідроврубу починається розмив каверни знизу догори; потім для формування

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

склепіння ведеться розмив зверху донизу. На розчинення 1 м³ солі потрібно приблизно 8 м³ води. Залежно від об'єму каверни змінюються терміни розмиву. При об'ємі порожнини 150 – 200 тис. м³ розмив триває 3 – 4 роки.

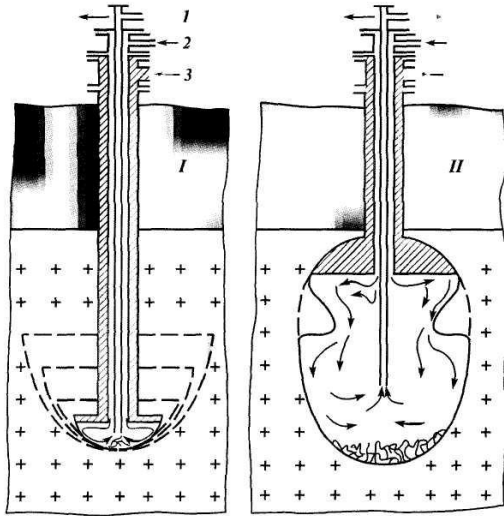


Рисунок 10.8 – Схема розмиву каверни комбінованим способом:

I та II – перша та друга стадії створення камери; 1 – розсіл; 2 – вода; 3 – захисний екран

Вартість створення каверни залежить від конкретних умов і величини ємності. Витрати, віднесені до об'єму каверн, помітно знижуються зі зростанням тиску. У зв'язку з цим каверни для зберігання газу краще влаштовувати на великих глибинах, але не перевищувати ті, на яких сіль через високий тиск набуває пластичності і каверна стає нестійкою. Ці глибини становлять 1500 – 2000 м.

10.2 ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

10.2.1 Класифікація, зони та об'єкти нафтобаз

Нафта і нафтопродукти зберігаються на нафтобазах і складах, які за їх призначенням поділяють на дві групи: до першої групи належать нафтобази, що є самостійними підприємствами; до другої групи – склади, що входять до складу промислових, транспортних та інших підприємств. Нафтобази першої групи призначаються для зберігання, перевалки та постачання нафтопродуктів споживачам промисловості, транспорту та сільського господарства. Нафтобази другої групи – це зазвичай невеликі складські господарства, призначені для зберігання та постачання нафтопродуктів цехів та інших виробничих ділянок даного підприємства або організації (наприклад, сховища заводів, фабрик, аеропортів, залізничних станцій тощо).

Нафтобази першої групи зазвичай перебувають у віданні НАК «Нафтогаз України», у низці випадків такі нафтобази мають міністерства шляхів сполучення, морського і річкового флоту. Нафтобази другої групи підпорядковуються безпосередньо підприємствам, які їх обслуговують, і нафтопродукти, як правило, одержують через розподільні або перевалочні нафтобази першої групи. Залежно від загального об'єму нафтобази першої групи поділяють на три категорії незалежно від характеристики нафтопродуктів та типу резервуарів.

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

При сумісному та змішаному зберіганні в наземних та підземних резервуарах та на майданчиках зберігання нафти в тарі загальний наведений об'єм складу не повинен перевищувати зазначену кількість, при цьому наведений об'єм визначається з розрахунку, що 1 м³ легкозаймистих нафтопродуктів прирівнюється до 5 м³ горючих та 1 м³ об'єму наземного зберігання дорівнює 2 м³ об'єму підземного зберігання. До легкозаймистих відносяться нафтопродукти з температурою спалаху парів нижче 61 °С, а до пальних – нафтопродукти з температурою спалаху парів вище 61 °С.

За принципом оперативної діяльності нафтобази поділяють на перевалочні та розподільні. До перевалочних відносяться нафтобази, призначені для перевантаження (перевалки) нафти та нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший, будучи таким чином основними проміжними ланками між районами споживання нафти та нафтопродуктів. До цих нафтобаз відносяться також нафтобази експортні, перевалочні та ін. Перевалочні нафтобази – це переважно великі нафтобази I категорії; вони можуть здійснювати перевалку нафтопродуктів як забезпечення прилеглих до них районів, так і постачання іншим районам країни.

Розподільні нафтобази призначаються для відпускання нафтопродуктів споживачам безпосередньо з нафтобази або шляхом централізованого постачання. Ці нафтобази в основному постачають нафтопродукти в порівняно невеликі райони, проте вони найбільш численні і через них здійснюється безпосереднє постачання нафтопродуктів споживачам.

Нафтобази розташовують в морських та річкових портах, на залізничних магістралях та трасах магістральних нафтопродуктів і залежно від цього називаються, наприклад, водними та залізничними або водно-залізничними. Морські або річкові перевалочні водні нафтобази здійснюють приймання нафти та нафтопродуктів, що надходять по воді великими партіями, для подальшого розподілу та відправлення залізничним чи трубопровідним транспортом споживачам та розподільним нафтобазам і, навпаки, для отримання нафтопродуктів із залізниці або з магістральних трубопроводів для наливу суден. Залізничні перевалочні нафтобази та наливні станції, що розміщуються на магістральних нафтопродуктопроводах:

категорія	I	II	III
загальний об'єм, м ³	50 000	10 000 – 50 000	< 10 000

Водночас для нафтобаз, що розміщуються на промислових підприємствах, норма зберігання обмежена і залежить від виду нафтопродукту та типу сховища. Сумарний об'єм у резервуарах та будівлях (майданчиках) для зберігання нафтопродуктів у тарі на цих складах допускається у такій кількості:

сховище	Підземне	Наземне
сумарний об'єм, м ³ , для нафтопродуктів:		
легкозаймистих	4000	2000
горючих	20000	10000

Крім зазначених є глибинні нафтобази, які споруджують для постачання віддалених районів за відсутності залізничних, водних та трубопровідних комунікацій. Доставка на них нафтопродуктів від живильних нафтобаз у цьому випадку проводиться автомобільним транспортом.

Нафтобази та склади при нафтопереробних заводах називають товарно-сировинними базами (резервуарними парками). Призначення резервуарних парків – приймати сиру нафту із залізничного, водного та трубопровідного транспорту при зберіганні необхідного запасу нафти та подачі її на завод для переробки. Товарні парки призначені для приймання трубопроводом готових нафтопродуктів заводу, для зберігання оперативного запасу та відправлення всіма видами транспорту на перевалочні та розподільні нафтобази.

Територію нафтобази (рис. 10.9) зазвичай розбивають на такі зони з приблизним розміщенням у них будівель та споруд:

I – зона залізничних нафтовантажних операцій з розміщенням у ній залізничних зливно-наливних пристроїв, насосних, зливних резервуарів, тарних сховищ, вантажно-розвантажувальних майданчиків, лабораторій, приміщень для зливників та наливників та інших об'єктів, пов'язаних із зливно-наливними;

II – зона водних нафтовантажних операцій з розміщенням у ній причалів, насосних та інших об'єктів, пов'язаних з операціями по зливу та наливу нафти та нафтопродуктів;

III – зона зберігання для розміщення резервуарів, газозбірників, теплообмінників, насосних;

IV – оперативна зона, в якій відпускають нафтопродукти дрібними партіями в автоцистерни, контейнери та бочки; до неї входять розливні, фасовочні, насосні, тарні сховища, майданчики порожньої тари, наливні колонки, навантажувальні майданчики, установки із затарювання, освітлення та регенерації відпрацьованих масел;

V – зона допоміжних споруд, в якій розміщують механічні та зварювальні майстерні, бондарні, пропарювальні установки, майданчики для зберігання клепок, електростанції, трансформаторні підстанції, котельні, кузні, склади матеріалів та палива, диспетчерські пункти, а також лабораторії та контори вантажних операцій, що обслуговують наливні причали;

VI – зона адміністративно-господарських будівель та споруд для контор (офісу), прохідних, гаражів та будівлі охорони;

VII – зона очисних споруд з комплексом споруд для збирання та очищення виробничих та зливових вод (піско- та нафтові пастки, мулові майданчики та ін.).

Для сполучення між зонами та прилеглими районами на території нафтобази влаштовують автогужові дороги, пожежні проїзди та виїзди на дороги загального користування або тупикові під'їзди до нафтобази. Майданчики розташування виробничих та допоміжних об'єктів огорожують, причому житлові будинки та громадські будівлі розміщують за огорожею нафтобази. Зони та споруди розміщують з урахуванням максимального скорочення протяжності доріг, трубопровідних технологічних комунікацій, водопровідних, каналізаційних мереж, ліній електропередач тощо.

Одна з основних виробничих характеристик нафтобаз – вантажообіг, тобто кількість прийнятих та відпущених нафтових вантажів (нафти та нафтопродуктів). Вантажообіг нафтобази встановлюють залежно від основного призначення. Величину вантажообігу визначають таким чином:

- для перевалочних нафтобаз – на основі загальних схем нафтових вантажопотоків, що розробляються з урахуванням виробничих та інших зв'язків між районами та великими споживачами;
- для розподільчих нафтобаз – на основі потреби в нафтопродуктах тяжіють до них райони з урахуванням більш раціонального співвідношення між постачанням споживачів через нафтобази та транзитом (минаючи нафтобази), тобто доставкою нафтопродуктів з місць виробництва безпосередньо в місткості споживача.

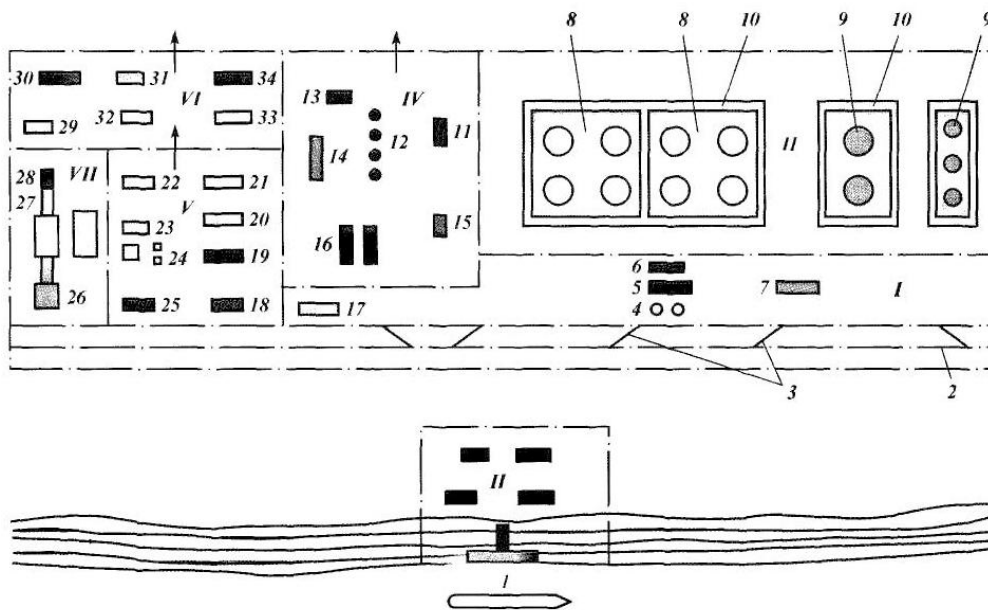


Рисунок 10.9 – Схема розбиття генерального плану водно-залізничної нафтобази:

- 1 – причал; 2 – залізничні колії для маршрутів; 3 – зливно-наливні естакади; 4 – нульові резервуари; 5 – контора (насосна); 6 – вузол засувок; 7, 31 – лабораторії; 8 – резервуарні парки; 9 – мірники; 10 – обвалування; 11, 15, 16, 18, 19, 25 – склади; 12 – автоколонки; 13 – автоваги; 14 – розливальна; 17 – розвантажувальний майданчик; 20 – котельня; 21, 22, 23 – механічні майстерні; 24 – водонасосна; 26 – мулові майданчики; 27 – нафтовловлювач; 28 – пісковловлювач; 29 – адміністративний корпус; 30 – контора; 32 – електростанція; 33 – пост ВОХР; 34 – пожежне депо

10.2.2 Розміщення нафтобаз та операції, що проводяться на них

Нафтобази розміщують залежно від того, до якої групи та категорії належить дана нафтобаза. Нафтобази першої групи як самостійні підприємства розміщують на спеціально відведеній території відповідно до генерального плану забудови та реконструкції даного району та пов'язують із залізничними, водними та береговими пристроями. Нафтобази, що належать до другої групи, тобто, які обслуговують це промислове підприємство, розміщують у

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

безпосередній близькості від підприємства або на його території. При визначенні площі території нафтобази передбачаються можливості її розширення та інші умови відповідно до норм та технічних умов проектування.

При розташуванні нафтобаз на майданчиках, віддалених від населених пунктів, промислових підприємств або залізничного полотна організованого руху поїздів на відстані менше 200 м, які мають вищі позначки порівняно з відмітками територій цих об'єктів, передбачаються заходи щодо їх захисту від розливу рідин при аварії резервуарів. Як правило, нафтобази розміщують поза межами міста, з'єднують з дорогами загального користування, причому розташування їх має бути пов'язане із залізничними, водними та береговими пристроями.

Нафтобази, що зводяться біля берегів річок, як правило, розміщують нижче (за течією) пристаней, річкових вокзалів, великих рейдів та місць постійної стоянки флоту, гідроелектростанцій, гідротехнічних споруд, суднобудівних та судноремонтних заводів та мостів на відстані від них не менше 100 м; при розташуванні нафтобаз на відстані понад 200 м від берега річки дотримуватися цього правила не обов'язково. При неможливості розташування складів нижче за течією річки допускається розмішувати їх вище за течією річки від зазначених об'єктів на відстані:

- для нафтобаз I категорії – 3000 м;
- для нафтобаз II категорії – 2000 м;
- для нафтобаз III категорії – 1500 м від гідроелектростанцій, суднобудівних та судноремонтних заводів та 1000 м від усіх інших об'єктів.

У всіх випадках вибору майданчиків під нове будівництво нафтобаз враховують можливість забезпечення необхідних розривів між будинками та спорудами бази, так і між навколишніми будинками та спорудами. Крім того, прагнуть, щоб усі під'їзні колії (автомобільні дороги, залізничні гілки – глухий кут), а також водоводи і лінії електропередач, що підводять, були мінімальної протяжності і капітальні витрати і витрати на їх обслуговування були б найменшими.

На нафтобазах виконуються різні технологічні операції зі зберігання та перекачування нафти та нафтопродуктів. Характер і масштаб цих операцій залежать від особливостей даної нафтобази – від призначення, об'єму зберігання, транспорту та інших вимог, що пред'являють до її виробничої діяльності. У процесі експлуатації нафтобаз виконуються як основні операції, пов'язані безпосередньо зі зберіганням та перекачуванням нафти, так і допоміжні операції, що сприяють нормальній експлуатації.

До основних технологічних операцій належать:

- приймання нафти та нафтопродуктів із залізничного та водного транспорту, а також з магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів (в окремих випадках на нафтобазах невеликого об'єму здійснюється приймання та з автомобільного транспорту);
- зберігання нафти та нафтопродуктів у резервуарах та тарних сховищах (у бочках та дрібній тарі);

- налив у залізничні цистерни та нафтоналивні судна;
 - перекачування трубопроводами на підприємства, головні та роздавальні станції;
 - відпускання в автомобільний транспорт через наливні колонки та у тарі;
 - ремонт та виробництво бочкотари.
- До допоміжних операцій належать:
- внутрішньо-складські перекачування, що здійснюються за необхідності переміщення нафтопродукту з одного резервуара до іншого у разі зміни сорту або змішування, спорожнення при зачищенні та ремонті або у разі пожежі тощо;
 - підігрів в'язких нафтопродуктів у резервуарах, залізничних цистернах, а також підігрів трубопроводів, що транспортують ці рідини, щоб уникнути їх застигання в трубах;
 - відстій нафтопродуктів та відведення відстійної підтоварної води в каналізаційну систему;
 - регенерація відпрацьованих масел та їх освітлення;
 - всі операції, які проводяться на підсобно-виробничих об'єктах (котельні, водонасосні та ін.);
 - спорожнення та очищення трубопроводів.

10.2.3 Класифікація резервуарів для нафти і нафтопродуктів

Резервуарами називають стаціонарні або пересувні судини різноманітної форми та розмірів, побудовані з різних матеріалів. Резервуари для зберігання нафти та нафтопродуктів відносяться до найбільш відповідальних споруд на нафтобазах та станціях магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів. Вони зберігаються великі кількості цінних рідин, збереження яких залежить від типу резервуара та його технічного стану.

Умови зберігання нафти та нафтопродуктів суттєво відрізняються одна від одної: за номенклатурою поділяються на резервуари для зберігання нафти, світлих та темних нафтопродуктів. За матеріалом, з якого споруджуються резервуари, вони поділяються на дві основні групи – на металеві та неметалеві. Металеві резервуари споруджують переважно зі сталі та іноді з алюмінію або у поєднанні цих матеріалів. До неметалевих резервуарів відносяться в основному залізобетонні та пластмасові з різних синтетичних матеріалів. Крім того, резервуари кожної групи розрізняють за формою: вони бувають вертикальними циліндричними, горизонтальними циліндричними, прямокутними, краплеподібними та інших форм.

За схемою установки резервуари поділяють на такі типи [10]:

- ✓ наземні, в яких днище знаходиться на рівні або вище від мінімальної планувальної позначки прилеглого майданчика;
- ✓ підземні, коли максимальний рівень рідини в резервуарі знаходиться нижче за мінімальну планувальну позначку прилеглого майданчика (в межах 3 м) не менше ніж на 0,2 м. До підземних резервуарів прирівнюють також резервуари, що мають обсіпання висотою не менше ніж на 0,2 м вище

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

граничного рівня рідини в резервуарі і шириною не менше 3 м, рахуючи від стінки резервуара до брівки обсіпання.

Резервуари споруджують різних об'ємів – від 5 м³ до 120 000 м³. Область застосування резервуарів встановлюють залежно від фізичних властивостей нафти або нафтопродуктів, що зберігаються, і від умов їх взаємодії з матеріалом, з якого споруджують сховище. Для зберігання світлих нафтопродуктів застосовують переважно сталеві резервуари, а також залізобетонні з бензостійким внутрішнім покриттям – листовим сталевим облицюванням або неметалевою ізоляцією, стійкою до дії нафтопродуктів. Для нафти та темних нафтопродуктів рекомендують застосовувати переважно залізобетонні резервуари. Мастильні олії, як правило, зберігаються в сталевих резервуарах. У підземних сховищах, що споруджуються у гірничих виробках, також зберігають нафту та нафтопродукти. За умовами пожежної безпеки підземні резервуари є більш надійними,

При проектуванні резервуарних парків, тобто групи однотипних резервуарів, об'єднаних трубопровідними комунікаціями, зазвичай застосовують типові проекти. Причому для зберігання легкозаймистих рідин з температурою спалаху парів 28 °С і нижче рекомендують вертикальні резервуари з плаваючими дахами (об'ємом до 120 000 м³) або з понтонами (об'ємом до 50 000 м³); використовують також горизонтальні циліндричні резервуари, конструкція та обладнання яких знижують або не допускають втрат нафти та нафтопродукту від випаровування. Максимальний об'єм підземного резервуара не обмежується, проте його площа не повинна перевищувати 7000 м².

Відстань між стінками наземних вертикальних і горизонтальних резервуарів, що розташовуються в одній групі, приймають такими:

- для резервуарів з плаваючими дахами – 0,5 діаметра, але не більше 30 м;
- для резервуарів зі стаціонарними дахами та понтонами – 0,65 діаметра, але не більше 30 м;
- для резервуарів зі стаціонарними дахами, але без понтонів – 0,75 діаметра, але не більше 30 м при зберіганні легкозаймистих рідин та 0,5 діаметра, але не більше 20 м при зберіганні горючих рідин.

Відстань між стінками підземних резервуарів однієї групи приймають не менше ніж 1 м. Відстань між стінками найближчих наземних резервуарів, розташованих у сусідніх групах, приймають 40 м, а між стінками підземних резервуарів – 15 м.

Об'єм групи наземних резервуарів в одному обвалуванні не повинен перевищувати 20 000 м³; об'єм групи підземних резервуарів не обмежується за умови, що площа дзеркала групи резервуарів не перевищує 14 000 м².

Кожна група наземних резервуарів огорожується земляним валом або стінкою, висота яких приймається на 0,2 м вище розрахункового рівня нафти, що розлилася, але не менше 1 м при ширині земляного валу по верху 0,5 м. Об'єм, що утворюється між укосами обвалування або огорожувальними стінками, приймають рівним для відокремлених резервуарів, повному об'єму

резервуара, а для групи резервуарів – об'єму більшого резервуара. Оптимальні, найбільш економічні типи резервуарів вибирають з урахуванням комплексу технологічних та конструктивних рішень, що створюють можливість зменшення витрати сталі в резервуарах, зниження трудомісткості та вартості їх виготовлення, а також зниження втрат нафтопродуктів від випаровування та підвищення загальної надійності й економічності сховищ.

10.2.4 Сталеві резервуари

Сучасні сталеві резервуари залежно від форми та технологічного призначення поділяють на такі типи [8]:

- вертикальні циліндричні;
- краплеподібні;
- горизонтальні (цистерни).

У свою чергу, вертикальні циліндричні резервуари поділяють на резервуари: низького тиску (так звані «атмосферні»); із понтонами; з плаваючими дахами. Резервуари «атмосферного» типу характеризуються тим, що внутрішній тиск у газовому просторі близький до атмосферного і становить 2 кПа. До них відносяться резервуари з конічним та сферичним щитовим покриттям. Резервуари "атмосферного" типу застосовують в основному для зберігання нафтопродуктів з низькою пружністю парів, тобто мало випаровуються (наприклад дизельного палива). Однак у тих випадках, коли в цих резервуарах зберігають нафтопродукти, що легко випаровуються, наприклад бензин з високою пружністю парів, то їх обладнують спеціальними пристроями (газовою обв'язкою, відбивною ізоляцією тощо).

Найбільш ефективно зберігати нафтопродукти, що легко випаровуються, в резервуарах спеціальних конструкцій, тобто з плаваючими дахами і понтонами, або в резервуарах високого тиску, тобто в краплеподібних з тиском до 70 кПа.

Горизонтальні резервуари (цистерни) використовують для зберігання більшості видів нафтопродуктів і застосовують переважно як видаткові сховища промислових підприємств і в сільському господарстві.

Типові сталеві резервуари в Україні споруджують зварними із застосуванням індустріальних методів монтажу та використанням готових рулонних заготовок та елементів заводського виготовлення. Рулонні заготовки виготовляють із плоских сталевих полотнищ, що зварюються автоматичним зварюванням і згортаються для транспортування в габаритні рулони, які при монтажі потім розгортають до проектної кривизни. Висока ефективність цього індустріального рулонного методу порівняно з колишньою практикою листового складання конструкцій на місці монтажу створила умови для його широкого застосування в резервуаробудуванні.

Основні розміри резервуарів – діаметр та висота – для даного об'єму резервуара можуть бути різними. Однак існують такі розміри цих параметрів, у яких витрати на метал будуть найбільш раціональними. Окрім витрати металу на економічність резервуара впливають ще й інші фактори. Наприклад,

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

підвищена площа дзеркала рідини пов'язана з підвищенням об'єму випаровування рідин, що легко випаровуються, і застосуванням більш потужних засобів пожежогасіння, а також зі збільшенням площі забудови і т. д. Поряд з цим при меншій площі резервуара, а отже, і більшій його висоті ускладнюються монтажні роботи. Всі ці фактори враховують спеціальними розрахунками щодо оптимальних розмірів типових резервуарів.

Вертикальні циліндричні резервуари виготовляють таких видів.

1. Резервуари низького тиску зі щитовим конічним або сферичним покриттям відрізняються тим, що покриття монтується з готових щитів, виконаних із листової сталі товщиною 2,5 мм. Пояси корпусу резервуара мають товщину 4 – 10 м (знизу догори). Резервуари з конічним покриттям (рис. 10.10) споруджують об'ємом 100 м^3 – 5000 м^3 , причому в центрі резервуарів (за винятком резервуарів об'ємом 100 м^3 і 200 м^3) встановлюють центральний стояк, на який спираються щити покриття. Резервуари зі сферичним покриттям (рис. 10.11) споруджують об'ємом $10\,000 \text{ м}^3$, $15\,000 \text{ м}^3$ та $20\,000 \text{ м}^3$. Щити по контуру спираються на кільце жорсткості, встановлене на корпусі резервуара. Товщина листів стінки резервуара (вважаючи знизу догори) 6 – 14 мм. Товщина листів покриття – 3 мм. При зберіганні в наземних сталевих резервуарах в'язких нафт і нафтопродуктів, що підігріваються, спостерігаються значні втрати тепла в навколишнє середовище, особливо в холодну пору року.

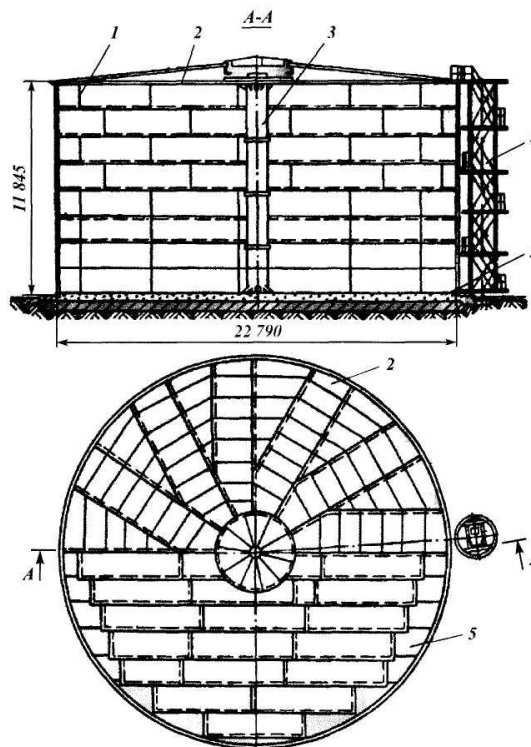


Рисунок 10.10 – Резервуар об'ємом 5000 м^3 з конічним щитовим покриттям:

1 – корпус; 2 – покриття; 3 – опорний стояк; 4 – сходи; 5 – днище

На рис. 10.12 наведено обладнання резервуара для нафти (світлик нафтопродуктів), оснащеного зливно-наливними, а також дихальними та замірними пристроями. На резервуарі встановлюють таке устаткування.

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

Клапан дихальний. Призначений для регулювання тиску парів нафтопродуктів у резервуарі в процесі закачування або викачування нафтопродуктів, а також коливання температури. Зміна тиску парів нафтопродуктів у резервуарі у процесі закачування чи викачування нафтопродукту називається великим «диханням», а при коливанні температури – малим «диханням» резервуара.

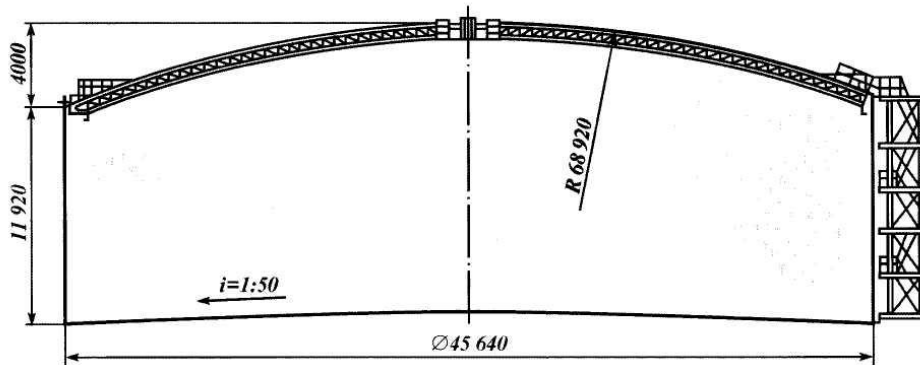


Рисунок 10.11 – Резервуар об'ємом $20\,000\text{ м}^3$ зі сферичним покриттям

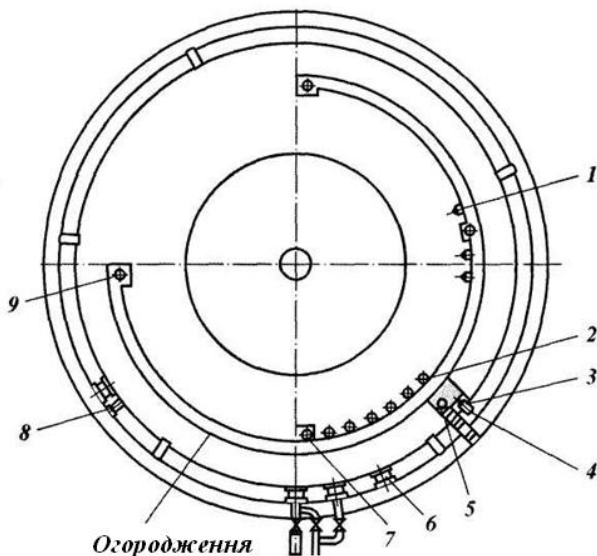
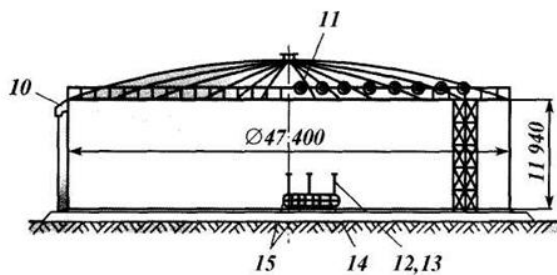


Рисунок 10.12 – Обладнання резервуара об'ємом $20\,000\text{ м}^3$ для нафти:

- 1, 2 – дихальний та запобіжний клапани;
- 3 – прилад для вимірювання рівня;
- 4 – пробовідбірник; 5 – сигналізатор рівня;
- 6 – люк-лаз; 7, 11 – монтажні люки;
- 8 – сифонний кран; 9 – світловий люк;
- 10 – піногенератор; 12 – механізм керування хлопакою з перепуском;
- 13 – хлопака з перепуском;
- 14 – розмивальна головка;
- 15 – приймально-роздавальна труба

Клапан запобіжний. Застосовують зазвичай з гідравлічним затвором, слугує для регулювання парів нафтопродуктів у резервуарі при несправності дихального клапана або якщо переріз дихального клапана виявиться недостатнім для швидкого пропуску газів або повітря.

Прилад для вимірювання рівня. Застосовують рівнеміри типу УДУ, принцип дії яких оснований на передачі величини вертикального переміщення поплавця із застосуванням сталеві стрічки.

Пробовідбірник. Призначений для напівавтоматичного відбору проб по всій висоті резервуара через спеціальні клапани.

Люк-лаз. Призначений для внутрішнього ремонту, огляду та очищення резервуара.

Кран сифонний. Призначений для випуску підтоварної води із резервуара.

Люк світловий. Встановлений на даху резервуара для провітрювання та освітлення.

Піногенератор. Призначений для подачі піни під час гасіння пожежі в резервуарі. Піногенератор встановлюють стаціонарно на сталевих вертикальних резервуарах (з понтоном або без) об'ємом 5000 м³ і більше для зберігання нафти та нафтопродуктів. За допомогою цих установок повітряно-механічна піна подається в резервуари зі стаціонарним дахом (з понтоном або без нього) з розрахунку покриття піною всієї площі дзеркала продукту, а в резервуари з плаваючим дахом – з розрахунку кільцевого простору між стінкою резервуара та металевою діафрагмою плаваючого даху.

Механізм керування хлопакою з перепуском. Забезпечує відкривання та закривання хлопаки. Крім того, він утримує її у відкритому положенні. Керування хлопакою ручне або автоматичне.

Хлопака з перепуском. Призначена для запобігання втратам нафтопродуктів у разі розриву трубопроводу або виходу з ладу резервуарної засувки.

2. Резервуари з плаваючим понтоном. Призначені для резервуарів зі щитовим покриттям з метою зниження втрат нафт, які зберігаються в них, і нафтопродуктів, що легко випаровуються. Понтон, що плаває на поверхні рідини, зменшує площу випаровування в порівнянні зі звичайним резервуаром, завдяки чому різко знижуються втрати від випаровування (в 4 – 45 разів). Понтон є диском з поплавцями, що забезпечують його плавучість. Між понтоном і стінкою резервуара передбачено зазор шириною 100 – 300 мм, щоб уникнути заклинювання понтона внаслідок нерівностей стінки. Зазор перекривається герметизуючими ущільнюючими засувками. Відомі кілька конструкцій засувки, проте найбільше застосування отримала засувка із прогумованої тканини, профілі якої мають форму петлі з внутрішнім заповненням засувки (петлі) пружним матеріалом. Герметизуюча засувка є невід'ємною частиною понтона.

Плаваючі понтони за застосовуваними матеріалами розрізняють двох типів: металеві та із синтетичних пінопластових або плівкових матеріалів. На рис. 10.13 наведена схема металевого понтона у вигляді диска 3 з відкритими коробами 1 і 4. До периферійного кільця жорсткості, який одночасно слугує і бортом понтона, прикріплюють засувку герметизуючу 5. Понтон оснащено опорами 2, на які він спирається в нижньому положенні. У зв'язку з тим, що понтони споруджують у резервуарах зі стаціонарним покриттям, яке запобігає

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

попаданню атмосферних опадів на поверхню понтонів, це дозволяє застосовувати полегшені конструкції із синтетичних, плівкових матеріалів.

3. Резервуари з плаваючим дахом. Ці резервуари не мають стаціонарного покриття, а роль даху в них виконує диск зі сталевих листів, плаваючий лежить на поверхні рідини (рис. 10.14). Для створення плавучості за контуром диска розташовується кільцевий понтон, розділений радіальними перегородками на герметичні відсіки (коробки). Зазор між дахом і стінкою для більшої герметичності виконують із прогумованих стрічок (мембран), що притискаються до стінки приладами важеля.

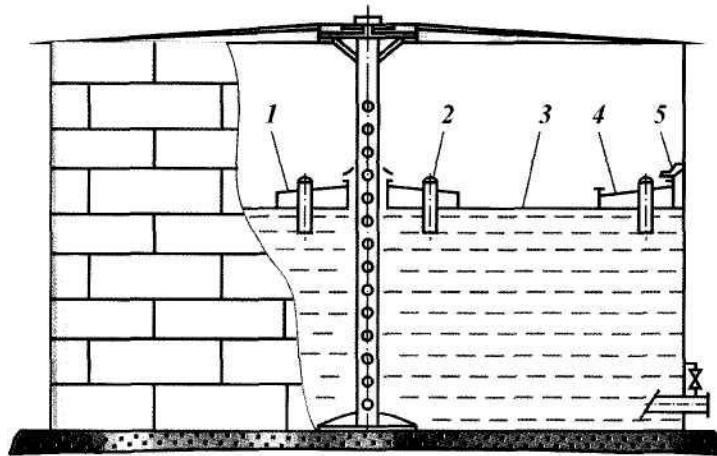


Рисунок 10.13 – Резервуар із металевим понтоном

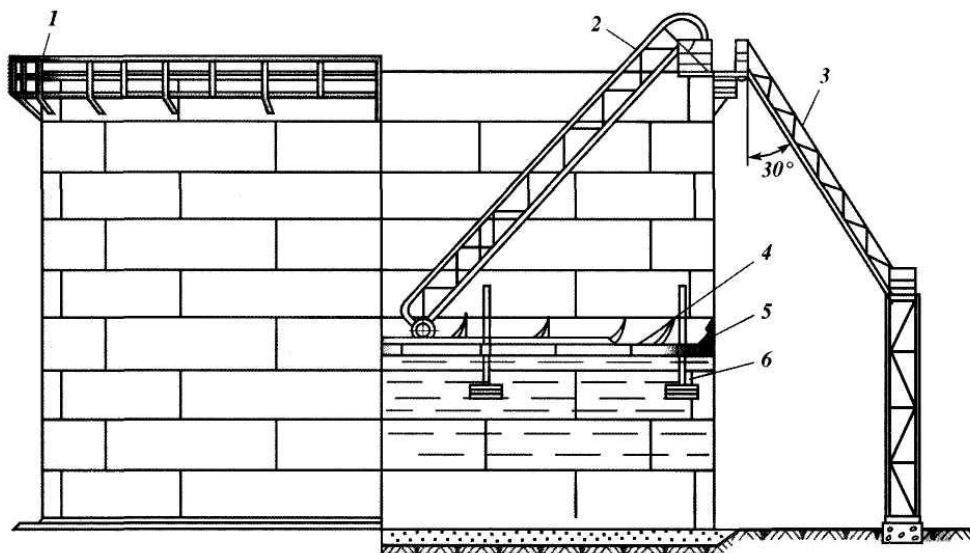


Рисунок 10.14 – Резервуар з плаваючим дахом:

*1 – поруччя; 2, 3 – рухомі та нерухомі сходи; 4 – плаваючий дах;
5 – засувка; 6 – опорний стояк*

Для огляду та очищення плаваючого даху передбачено спеціальні котючі сходи, які одним кінцем спираються на верхню площадку резервуара, а другим – рухаються горизонтально (при вертикальному переміщенні даху) по рейках,

покладених на плаваючому даху. Граничне нижнє положення на висоті 1,8 м від днища резервуара фіксується кронштейнами і стояками. Дощова вода, що потрапляє на дах, стікає до центра останньої і через спеціальний прямокутний і шарнірну відвідну трубу виводиться через шар продукту, що зберігається, в каналізаційну мережу парку. Плаваючий дах обладнано повітряним клапаном, призначеним для випуску повітря під час закачування нафти в резервуар при нижньому положенні даху до його спливання і для проникнення повітря під плаваючий дах в нижньому його положенні під час спорожнення резервуара.

На рис. 10.14 наведено обладнання резервуара об'ємом до 50 000 м³ з плаваючим дахом, призначеного для зберігання нафти та забезпеченого пристроєм для запобігання випаданню опадів та одержанню однорідних сумішей. З цією метою в резервуарі встановлено розмивальні головки на системі трубопроводів, що створюють віяловий струмінь нафти, що змиває з днища резервуару осад, який зміщується з рештою об'єму нафти в резервуарі. У резервуарі також розміщено електроприводні гвинтові мішалки призначені для запобігання випаданню опадів у «мертвих зонах» (площах, що знаходяться за радіусом дії розмивальних головок) і отримання однорідної суміші нафти.

Резервуари з плаваючим дахом рекомендуються переважно для будівництва в районах з малим сніговим навантаженням, оскільки скупчення снігу на дахах ускладнює їх експлуатацію, пов'язану з необхідністю видалення снігу (при шарі вище 100 мм). Резервуари з плаваючим дахом споруджують об'ємом 100 – 50 000 м³. Відомі конструкції окремих резервуарів, об'єм яких досягає 160 000 м³ при діаметрі резервуара 114 м і висоті 17,1 м. Плаваючий дах зменшує площу випаровування в порівнянні з площею випаровування звичайного резервуара, завдяки чому різко знижуються втрати нафтопродукту.

4. Краплеподібні резервуари. Застосовують для зберігання нафтопродуктів, що легко випаровуються, з високою пружністю парів, коли недоцільно використовувати для цієї мети звичайні вертикальні резервуари, розраховані на тиск 2 кПа. Оболонці резервуара надають обрис краплі рідини, що вільно лежить на змочуваній площині і знаходиться під дією сил поверхневого натягу. Завдяки такій формі резервуара створюються умови, за яких усі елементи поверхні корпусу під дією тиску рідини розтягуються приблизно з однаковою силою, відчуваючи одні й ті ж напруження, що забезпечує мінімальну витрату сталі на виготовлення резервуара. У зв'язку з тим, що краплеподібні резервуари розраховують на внутрішній тиск у газовому просторі 0,04 – 0,2 МПа та вакуум 5 кПа, легко випарні нафтопродукти зберігаються майже повністю без втрат від малих «дихань» і пари випускають в атмосферу, головним чином при наповненні резервуарів (при великих диханнях).

Залежно від характеру виготовлення оболонки цих резервуарів розрізняють два основних типи (рис. 10.15): краплеподібні гладкі та багатоторові. До краплеподібних гладких відносяться резервуари з гладким корпусом, які не мають зламів кривої меридіонального перерізу. Такі резервуари споруджують об'ємом 5000 – 6000 м³ із внутрішнім тиском 75 кПа. Резервуари, корпус яких утворюється перетином кількох оболонок подвійної

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

кривизни, з яких вони утворені, називають багатокупольними або багатоторовими резервуарами. Резервуари цього типу споруджують об'ємом 5000 – 20 000 м³ на внутрішній тиск до 0,37 МПа. Краплеподібні резервуари обладнують комплектом дихальних та запобіжних клапанів, пристроями для зливу – наливу нафтопродуктів та видалення відстою, приладами вимірювання рівня, температури та тиску.

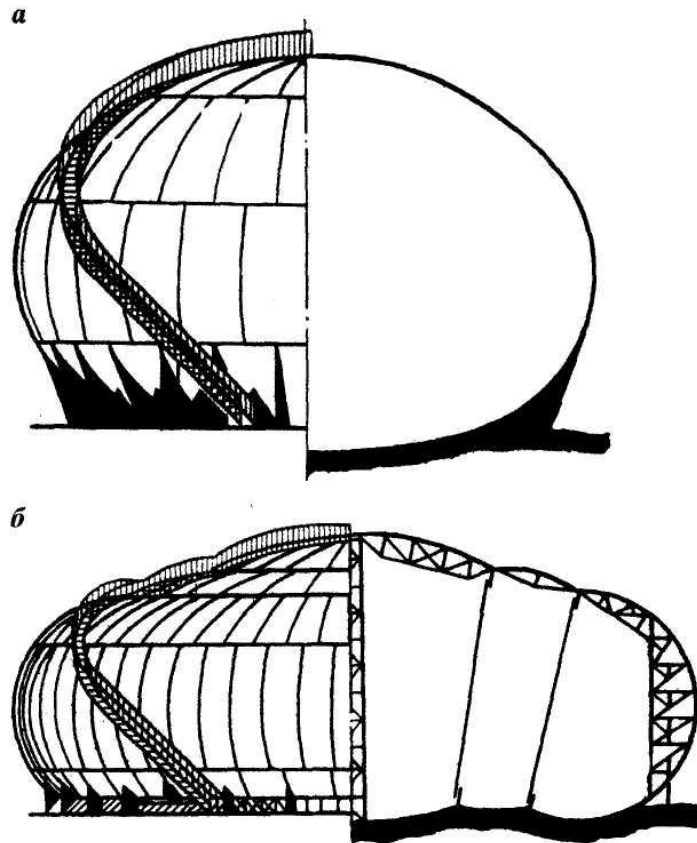


Рисунок 10.15 – Краплеподібні резервуари:
а – гладкий; б – багатоторовий

5. Горизонтальні резервуари. На відміну від вертикальних, їх виготовляють, як правило, на заводах і постачають на місце встановлення в готовому вигляді. Резервуари цього мають дуже широке поширення при транспортуванні та зберіганні нафтопродуктів на розподільчих нафтобазах і витратних сховищах. Резервуари розраховано на внутрішній тиск до 0,07 МПа та вакуум 1 кПа; виготовляють їх об'ємом 5 – 100 м³; габаритні розміри їх приймають з огляду на можливість транспортування залізничним транспортом. Резервуари мають конусне або плоске днище; встановлюють їх над землею на опорах або під землею на глибину лише на 1,2 м від землі. На опорах горизонтальні резервуари встановлюють у тому випадку, коли потрібна самопливна видача нафтопродукту або утруднене підземне встановлення внаслідок високого стояння ґрунтових вод. При високих фундаментах для зручності обслуговування влаштовують обслуговуючі площадки зі сходами. На майданчиках із низьким рівнем ґрунтових вод при підземному встановленні

фундаменти виконують у вигляді піщаних подушок. При високому стоянні ґрунтових вод підземні резервуари встановлюють на бетонному фундаменті і, щоб уникнути спливу, кріплять анкерними болтами. Обладнання резервуарів виконується за типовими проєктами залежно від нафтопродукту, що зберігається, і схеми встановлення резервуара.

10.2.5 Неметалічні резервуари

Неметалічними називають такі резервуари, в яких на відміну від металевих (сталевих) резервуарів несучі конструкції виконано з неметалевих матеріалів. До неметалічних резервуарів в основному відносяться залізобетонні та резервуари з гумотканинних або синтетичних матеріалів, що застосовують переважно як пересувні ємності. До металевих відносяться також підводні резервуари.

Залізобетонні резервуари за видом нафтопродукту, що зберігається, поділяють на резервуари для мазуту, нафти, масел і світлих нафтопродуктів. Оскільки нафта і мазут практично не надають хімічного впливу на бетон і мають здатність за рахунок своїх важких фракцій і смол тампонувати дрібнопористі матеріали, зменшуючи згодом їх проникність, при зберіганні цих нафтопродуктів у залізобетонних резервуарах не потрібен спеціальний захист стінок, днища та покриття резервуара. При зберіганні мастил для уникнення їх забруднення внутрішні поверхні резервуарів захищають різними покриттями та облицюваннями. Те ж відноситься і до резервуарів для світлих нафтопродуктів, що легко випаровуються, які, володіючи незначною в'язкістю, легко фільтруються через бетон; крім того, покриття в даному випадку має мати підвищену герметичність (газонепроникність) з метою зменшення втрат від випаровування.

Залізобетонні резервуари, крім економії металу, мають ще низку технологічних переваг. При зберіганні в них в'язких нафт, що підігріваються, і нафтопродуктів повільніше відбувається їх остигання за рахунок малих тепловтрат, а при зберіганні легко випарних світлих нафтопродуктів зменшуються втрати від випаровування, так як резервуари при підземному встановленні менш схильні до сонячного опромінення. Резервуари цього типу за формою у плані споруджують круглими (вертикальними і циліндричними) або прямокутними. Найбільш економічні резервуари круглої форми, проте резервуари прямокутної форми простіші у виготовленні.

Для резервуарів однакового об'єму площа поверхні та витрата матеріалів у круглих резервуарах менша, ніж у прямокутних; витрата металу в резервуарах прямокутної форми в середньому на 10 % більше, ніж у циліндричних. Циліндричні резервуари зручніші для попереднього напруження арматури стін, набагато стійкіші до температурних впливів і дозволяють застосовувати більші, ніж у прямокутних резервуарах, висоти.

При виборі резервуарів прагнуть використовувати можливо більші об'єми, оскільки зі збільшенням їх зменшується питома витрата матеріалів, що дає істотне зниження вартості будівництва.

На рис. 10.16 наведено збірний резервуар, стінка якого складається із попередньо напружених залізобетонних панелей; шви між стіновими панелями замоноличують бетоном. Кільцеву арматуру на стінку резервуара навивають за допомогою арматурно-навивальної машини. Покриття резервуара виконується зі збірних залізобетонних, попередньо напружених ребристих плит, що спираються на кільцеві балки.

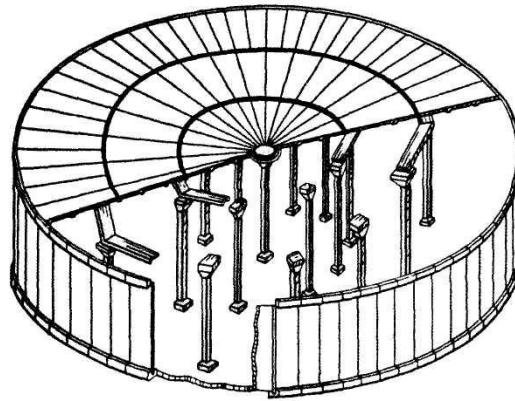


Рисунок 10.16 – Збірний залізобетонний резервуар

У резервуарах, призначених для світлих нафтопродуктів (гасу, бензину, дизельного палива), а також для різних масел, внутрішню поверхню стін та днища офактурюють тонким сталевим листом, наприклад, шляхом попереднього офактурювання у заводських умовах. Циліндричні резервуари споруджують об'ємом 100 – 30 000 м³, а окремих випадках – і більші резервуари об'ємом до 100 000 м³. Резервуари розраховано на внутрішній тиск у газовому просторі приблизно 2 кПа та вакуум 1 кПа. В окремих випадках залізобетонні резервуари споруджують наземними, коли за експлуатаційними та технологічними умовами більш доцільно мати наземний резервуарний парк, а також у тих випадках, коли за умовами будівельного майданчика утруднено будівництво заглиблених резервуарів.

Гумотканинні резервуари призначені для зберігання та транспортування автомобільного бензину, реактивного та дизельного палива, гасу та масел. Резервуари в конструктивному відношенні є замкнутою оболонкою у вигляді подушки з вмонтованою в неї арматурою. Оболонка резервуарів складається з внутрішнього маслобензостійкого гумового шару, поліамідної протидифузійної плівки, капронового силового шару та зовнішнього атмосферостійкого гумового шару. Гумотканинні резервуари мають низку переваг у порівнянні з металевими. Однак, на відміну від металевих, вони вимагають більш дбайливого відношення та дотримання певних правил при їх експлуатації.

Гумотканинні резервуари можна перевозити як заповненими, так і порожніми. У заповненому стані їх транспортують автотранспортом за об'ємом резервуара до 10 м³, а порожньому стані – за об'ємом до 50 м³ і більше. Порожні резервуари, доставлені до місця встановлення, заповнюють нафтопродуктом і зазвичай розміщують на відкритих майданчиках під навісом, а також у закритих приміщеннях. Найбільш широке застосування отримали

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

резервуари об'ємом 25 – 50 м³. В окремих випадках виготовляють резервуари великих об'ємів – до 400 м³.

Відомо застосування гумотканинних резервуарів (оболонок) як транспортні місткості для перевезення нафтопродуктів по воді. Об'єм таких резервуарів досягає 400 м³ при довжині 63 м і діаметрі 3 м. Підводні резервуари є місткістю, зануреною у воду. Принцип підводного зберігання нафти та нафтопродуктів оснований на тому, що щільність нафти та нафтопродуктів менша за щільність води і вони практично не змішуються з нею. Виходячи з цього, багато конструкцій резервуарів запроєктовані без днища у вигляді колокола. Продукт у таких місткостях зберігається на водяній подушці. Принаймні після відкачування продукту резервуар заповнюється водою. У підводний резервуар нафтопродукт закачують під тиском насосами, а забирають під тиском стовпа води, що знаходиться над резервуаром. За рівнем занурення у воду підводні резервуари поділяють на донні – стаціонарні та плаваючі – змінної плавучості. Існує ще багато різновидів підводних сховищ, проте всі вони ґрунтуються на принципі витіснення нафтопродукту з резервуарів гідростатичним тиском води.

Підводні резервуари бувають залізобетонні, із еластичних синтетичних або гумотканинних матеріалів. Відомі й металеві підводні резервуари, однак у цих умовах сталева обичайка виконує роль ізоляційної, розділової перегородки між водою та продуктом. Один із найбільш економічних типів підводних сховищ – еластичні місткості різної форми: циліндричні зі сферичним дном або у вигляді подушки.

При розташуванні місткостей на дні водойм їх закріплюють якорями. Заповнення місткості проводиться насосом, а спорожнення – під дією гідростатичного тиску води на оболонку, яке витісняє нафту гнучкими трубопроводами нагору. При повному випорожненні резервуара еластична оболонка сплющується. На поверхні плаває буй, з яким пов'язані гнучкими приймально-роздавальними трубопроводами підводна ємність і бункероване судно. Під час робочих операцій трубопроводи, що зв'язують танкер та буй, плавають на поверхні води, а по закінченні цих операцій їх занурюють у воду. Положення трубопроводів регулюють за допомогою подачі та відкачування стисненого повітря в прокладені паралельно робочим трубопроводам шланги – понтони. Об'єм окремих місткостей досягає 400 м³. Є проекти більших підводних місткостей з окремими конструктивними різновидами, у тому числі залізобетонні та металеві. Відомі конструкції стаціонарних підводних металевих резервуарів, об'єм яких досягає 82000 м³.

Металевий резервуар зі змінною плавучістю зображено на рис. 10.17. Резервуар являє собою вертикальну циліндричну місткість без дна з покрівлею (дахом) 7 (5), яка жорстко пов'язана з обичайкою резервуара 9 і є одночасно поплавцем, що підтримує резервуар у плаваючому стані; при заповненні нафтопродуктом резервуар 10 спливає над поверхнею води на висоту, величина якої визначається в залежності від співвідношення щільності води в морі (водоймі) і нафтопродукту, а також від ступеня заповнення місткості. На даху

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

кожного резервуара встановлюють насос 3, який забезпечує всі необхідні технологічні операції. Об'єм резервуара цього типу досягає 10 000 м³.

Підводні резервуари є перспективними конструкціями для застосування на морських нафтобазах у тих випадках, коли за місцевими умовами вони можуть виявитися ефективнішими порівняно з наземними або підземними береговими резервуарами, а також на морських нафтопромислах.

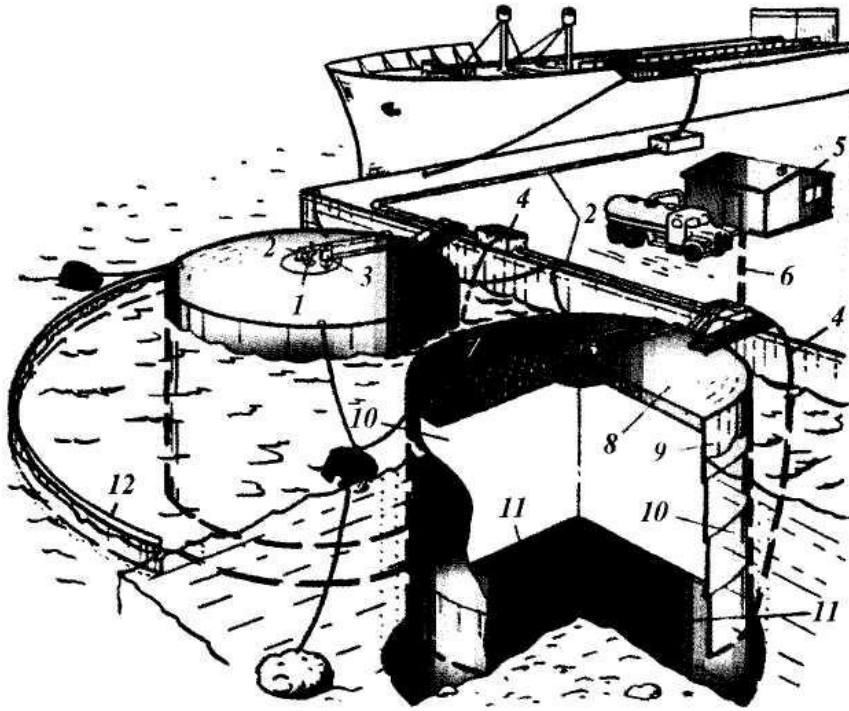


Рисунок 10.17 – Підводний резервуар змінної плавучості:

1 – патрубок для відведення повітря; 2 – трубопровід для заливання нафтопродуктів;
3 – насос; 4 – шланг для подачі стисненого повітря; 5 – насосна; 6 – нафтопродуктопровід;
7 – плаваюча покрівля; 8 – дах; 9 – обичайка; 10 – нафтопродукт; 11 – водяна подушка;
12 – захисний бон

10.2.6 Підземні сховища нафти і нафтопродуктів

Підземні сховища нафти та нафтопродуктів споруджують у різних природних штучних місткостях (гірничих виробках), рис. 10.18. Підземне зберігання ґрунтується на незмінності хімічного складу нафти і нафтопродуктів при прямому контакті з гірськими породами і на можливості врівноваження надлишкового тиску їхньої пари тиском гірських порід, що лежать над місткістю. Підземні сховища призначаються головним чином для зберігання великих запасів нафти і нафтопродуктів з метою забезпечення їх максимального сезонного споживання. Сховища цього типу найекономічніші й вимагають значно меншої площі забудови проти наземних резервуарних парків.

Вибір типу сховища залежить від геологічної характеристики пластів, географічного розташування та комплексу експлуатаційних показників, що враховують при техніко-економічних розрахунках.

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

Існує кілька типів підземних сховищ нафтопродуктів залежно від схеми влаштування та способу їх спорудження. До основних типів відносяться:

- сховища у відкладеннях кам'яної солі;
- шахтні сховища;
- льодоґрунтові сховища;
- сховища, створювані в природних та штучних виробках;
- сховища, що споруджують спеціальними методами.

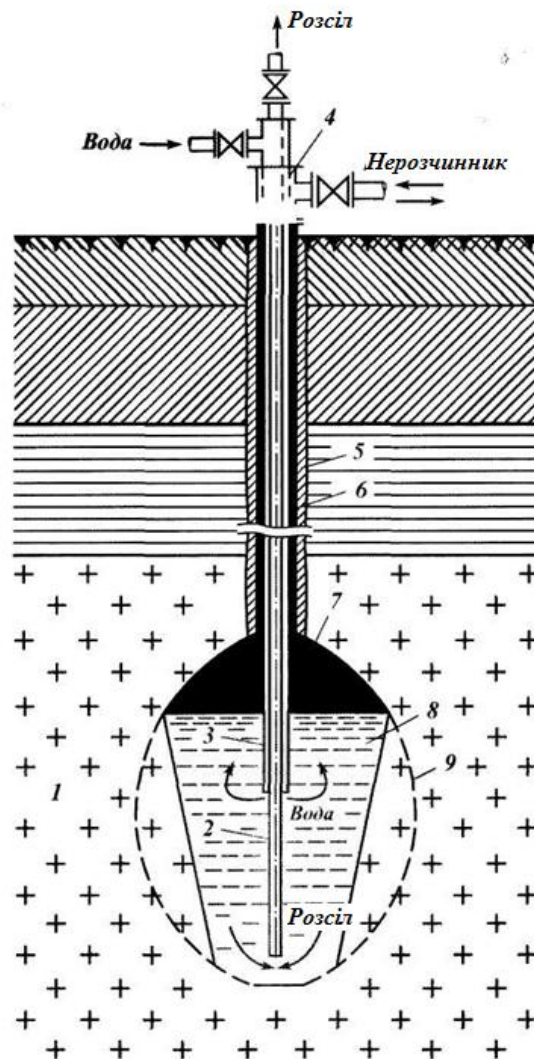


Рисунок 10.18 – Підземна місткість у пласті кам'яної солі, що розмивається циркуляційним методом:

1 – пласт кам'яної солі; 2 – розсолонідіймальна (робоча) колона труб; 3 – водоподаюча (робоча) колона труб; 4 – оголовок свердловини; 5 – цементний камінь; 6 – колона обсадних труб; 7 – захисний екран; 8 – розмивальна камера; 9 – проектний контур місткості

Найбільшого поширення набули сховища, створювані у відкладеннях кам'яної солі, оскільки у більшості випадків є найбільш економічними, а родовища кам'яної солі широко поширені біля України.

Підземні сховища у відкладеннях кам'яної солі споруджують шляхом розмиву (вилуговування) порожнин у товщі солі через свердловини. Розмив кам'яної солі здійснюють двома основними способами – циркуляційним та струминним. Циркуляційний метод наведено на рис. 10.19. Він полягає в тому, що розмив проводиться шляхом закачування прісної води по одній колоні труб з видавлюванням розсолу по іншій. З цією метою свердловина обладнується трьома колонами труб. У водоподавальної колони труб надходить вода, яка, розчиняючи кам'яну сіль, перетворюється на розсіл; останній внаслідок підвищеної густини опускається в нижню частину камери. У міру надходження нових порцій свіжої води тиск у камері підвищується і розсіл витісняється на поверхню по колоні розсолотидіймальних труб. Відміту до проектних розмірів верхню частину підземної камери оберігають від подальшого розчинення шляхом зниження рівня нерозчинника, що вводиться по колоні обсадної труби. Нерозчинником називають рідину, яка легша за воду, або газ, що не входить у хімічні сполуки з кам'яною сіллю, розсолем і водою. Як нерозчинник зазвичай використовують нафтопродукти, для зберігання яких розмивається місткість, або повітря.

Кам'яна сіль легко розчиняється у прісній воді. В 1 м^3 води при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ може розчинитись до 385 кг солі. Для утворення 1 м^3 місткості потрібно 6 – 7 м^3 води.

У процесі експлуатації нафту або нафтопродукт відбирають заміщенням (видавлюванням) його розсолем, який подають колоною для розсолу вниз камери під нафтопродуктом (або нафту) із спеціального розсолосховища, а при заповненні, навпаки, заміщають розсіл нафтопродуктом (або нафтою). Об'єм розсолосховищ приймають рівним об'єму сховища. Мінімальну глибину залягання підземних місткостей визначають з геологічних умов, фізичних властивостей нафти чи нафтопродуктів (скраплених газів), пружності їх парів. Так, з огляду на те, що 0,1 МПа робочого тиску в місткості врівноважується тиском товщі порід (над місткістю) потужністю не менше 6 м, заглиблення сховища для зрідженого бутану приймають не менше 40 – 60 м, а для зрідженого пропану – 80 – 100 м.

Описана вище схема розмиву місткостей називається вилуговуванням методом знизу вгору. Застосовують також методи вилуговування зверху вниз, тобто коли розмив місткості починають зверху, і комбінований, коли розмив здійснюють одночасно обома методами, тобто місткість формують назустріч одна одній: нижню частину розмивають у висхідному напрямку, а верхню частину – у низхідному.

Найбільш поширений водоструминний метод розмиву (рис. 10.19) полягає в тому, що розмив виробляється струменями води, що розбризкуються при атмосферному або підвищеному тиску в місткості спеціальним зрошувачем. При цьому розсіл відкачується із зумпфа камери, що розмивається, заглибним насосом або видавлюється стисненим повітрям (або газом). Зрошувач з насадками, що розміщується на водоподавальній трубці, повільно обертається під напором води, а також може переміщатися по висоті місткості.

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

В окремих випадках застосовують систему розмивних насадок по висоті водоподаючої колони труб. Струминний метод, який зазвичай використовують при спорудженні місткостей у твердих відкладеннях кам'яної солі на глибині не більше 300 – 400 м, відрізняється високою продуктивністю.

Визначення глибини залягання та потужності соляного пласта, якості кам'яної солі, необхідних для вибору методу розмиву, здійснюють геофізичними методами та розвідувальним бурінням. Розміри місткості в процесі вилуговування постійно контролюють шляхом визначення значень концентрацій і кількості розсолу, що видавлюється. Готові підземні камери обмірюють методом ультразвукової локації за допомогою гідролокатора, оснований на реєстрації імпульсів, що посилаються від глибинного вібратора до стінок місткості і назад. Знаючи час і швидкість поширення звукових хвиль у розсолі, визначають відстань, і за кожний оберт прокреслюють контур перерізу на певній глибині. Зберігання нафти, нафтопродуктів та зріджених газів у підземних сховищах відбувається при постійній температурі та під тиском стовпа розсолу у розсольній колоні, що забезпечує їх якісну безпеку.

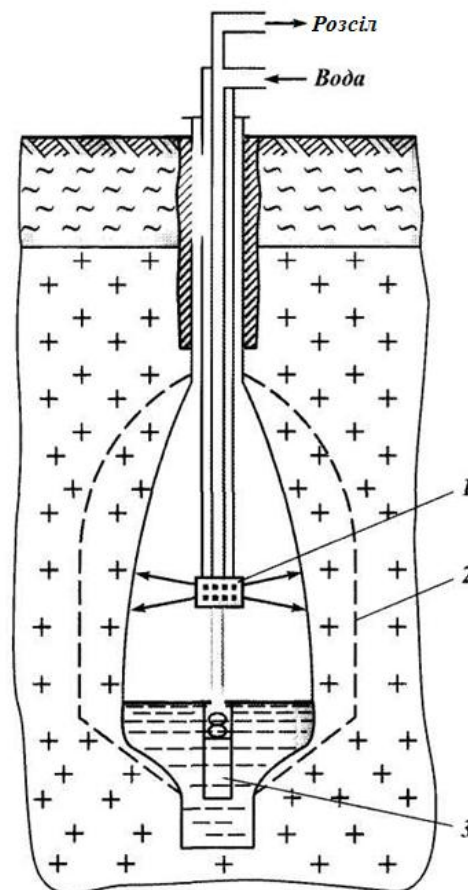


Рисунок 10.19 – Підземна місткість у пласті кам'яної солі, що розмивається струминним методом:

*1 – зрошувач з насадками; 2 – проєктний контур місткості;
3 – зглибокий електронасос для відкачування розсолу*

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

На рис. 10.20 зображено схему експлуатації підземного сховища для зрідженого газу (або нафтопродукту) у соляному пласті. З залізничних цистерн естакади 1 скраплений газ (пропан) перекачується в сховище 9 за допомогою насосів 3, витісняючи з неї розсіл в розсолосховище 8, після зливу рідкої фази залізничні цистерни звільнюються від парів за допомогою компресора 2, що подає газ конденсатор 5. В місткості 6 газ стискається до отримання конденсату. З ємності скраплений газ періодично відкачується в підземну місткість 9. Зворотний процес, тобто видача газу зі сховища, здійснюється шляхом видавлювання його розсолем, що забирається за допомогою насосів 7 з розсолосховища 8. Після насосів скраплений газ подається в залізничні цистерни, а при необхідності попередньо пропускається через установку осушення 4.

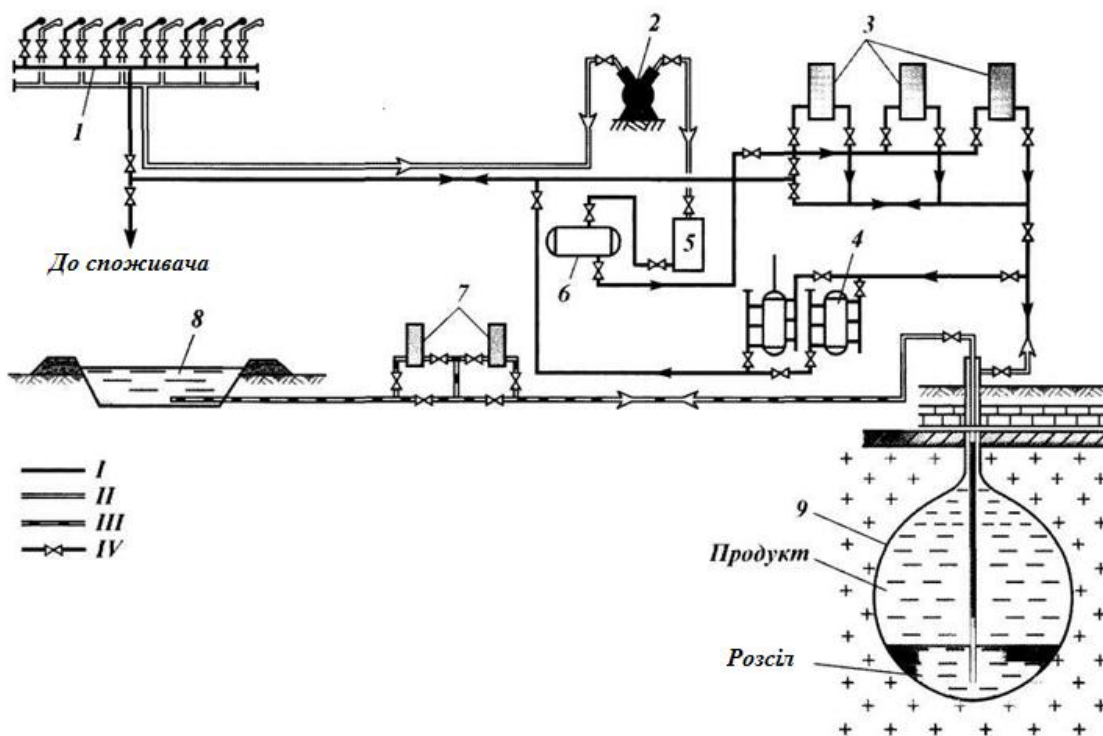


Рисунок 10.20 – Схема експлуатації підземного сховища у соляному шарі:

1 – залізобетонна естакада; 2 – компресор; 3 – насоси для перекачування нафтопродукту; 4 – установка для осушення газу; 5 – конденсатор; 6 – місткість для збору конденсату; 7 – насоси для перекачування розсолу; 8 – сховище розсолу; 9 – підземна місткість; I – трубопровід рідкої фази; II – трубопровід парової фази; III – трубопровід для зливання розсолу; IV – засувка, вентиль, кран

Шахтні сховища є системою гірничих виробок, пов'язаних з поверхнею вертикальними стовбурами (рис. 10.21). Такі сховища зазвичай споруджують у гірничих виробках, складених непроникними і хімічно нейтральними до нафтопродуктів (нафти), що зберігаються, породами, які не змінюють своєї міцності в процесі тривалого контакту з ними. До таких порід, наприклад, відносяться гіпс, доломіт, вапняк, ангідрит, кам'яна сіль, мергелі, глинисті

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

сланці, граніт та ін. Для герметизації сховищ у розкривних або підготовчих виробках зводяться спеціальні перемички. Глибина закладання виробок-сховищ визначається глибиною залягання пласта непроникних порід. Оптимальна глибина закладання виробок – сховищ складає 20 – 40 м для нафти і нафтопродуктів та 80 – 100 м для зрідженого газу. Підземні газонафтосховища об'ємом 100 000 – 300 000 м³ можна будувати на глибині 200 – 300 м.

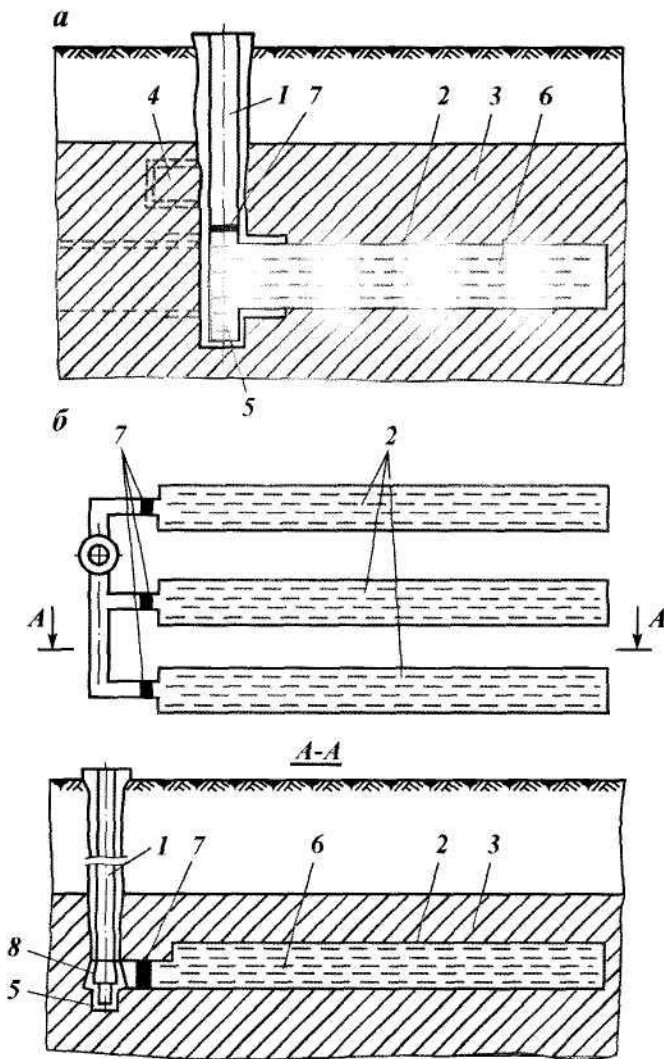


Рисунок 10.21 – Схеми підземних місткостей шахтного типу:

а, б – місткості для одного та декількох продуктів відповідно; 1 – стовбур; 2 – місткість;

3 – непроникна гірська порода; 4 – насосна камера; 5 – зумпф; 6 – нафтопродукт;

7 – герметична перемичка;

8 – колекторні виробки

Крім зазначених типів сховищ у соляних пластах малої потужності товщиною 10 – 20 м споруджують місткості галерейного типу, для чого похилу свердловину бурять паралельно простяганню пласта. Вилужування в цьому випадку досягається нагнітанням води вздовж пласта, причому камери отримують форму, витягнуту вздовж пласта. Відомі також окремі сховища для нафти, створені у соляних куполах під морським дном. Для зберігання скраплених газів у невеликих кількостях застосовують підземні вертикальні сховища, фанеровані залізобетонною оболонкою. Оскільки підземні сховища нафти, нафтопродуктів та газу – економічно вигідний і найбільш перспективний вид зберігання, вони з кожним роком набувають все більшого застосування.

Сховища спеціального типу включають: льодогрунтові сховища; сховища, створювані в природних та штучних виробках; сховища, що споруджуються вибуховими методами.

Льодогрунтові сховища споруджують у північних районах (у зоні поширення багаторічно мерзлих порід), де потрібно створювати великі запаси

нафтопродуктів, що доставляють у літню пору. Такі сховища влаштовують у вигляді траншей у багаторічно мерзлому ґрунті, які мають спеціально наморожене крижане покриття склепінчастої форми, покрите зверху

10 ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА НАФТИ

теплоізоляційним шаром (для підтримки у сховищі температури не вище -3°C). Дно та борти траншеї також облицьовують льодом. Лід на стінки сховища наносять заморожуванням крижаного шару шляхом пошарового нанесення води на охолоджені поверхні або викладання крижаних блоків. Необхідне обладнання для закачування та викачування нафтопродуктів встановлюють у спеціальному колодязі. Температура нафтопродукту, що закачується, повинна бути не вище 0°C .

Сховища у виробках споруджують у природних та штучно створених виїмках у вигляді відпрацьованих соляних шахт, копалень, а також у вигляді різних виробок та кар'єрів. У цьому випадку досягається істотна економія за рахунок мінімізації виконання земляних і гірничих робіт. Виробки використовують шляхом встановлення в них резервуарів або спеціальним облицьованням їх внутрішньої поверхні. Виїмки в окремих випадках використовують для наповнення їх водою з наступним встановленням у них резервуарів підводного типу. Сховища, споруджувані вибуховим способом, дуже перспективні. Для утворення підземної порожнини на певну глибину бурять свердловину, в основі якої закладається заряд. Внаслідок камуфлетного вибуху утворюється порожнина сфероїдальної форми з ущільненими стінками.

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

11.1 ТЕХНОЛОГІЧНА КЛАСИФІКАЦІЯ НАФТИ, МЕТОДИ РОЗДІЛЕННЯ КОМПОНЕНТІВ НАФТИ І ГАЗУ

Ще наприкінці XIX ст. були закладені методологічні основи хімії нафти, тобто синтез модельних вуглеводнів з подальшим знаходженням їх у нафті. Тоді ж були сформульовані й перші уявлення про хімічну класифікацію нафти, що припускає розділення нафти на два основні класи: парафіновий і нафтенний.

«Індивідуальний» (молекулярний) підхід до дослідження нафти розвивався і в XX ст., однак цей розвиток відбувався повільно, цьому сприяли складність складу нафтових вуглеводнів і недостатньо досконала аналітична техніка. Все ж таки наприкінці 50-х років минулого сторіччя у дослідженнях Американського нафтового інституту, здійснюваних під керівництвом Ф. Россіні, вдалося в еталонній нафті охарактеризувати понад 150 вуглеводнів, які належать головним чином до легкокиплячої частини нафти.

У той же час зростає значення нафти у світовій економіці та стрімкий розвиток нафтопереробки вимагали хоча б загальних знань хімічного складу нафти. Тому паралельно з дослідженнями на молекулярному рівні розвивався інший напрям – структурно-груповий, що ґрунтується на сумарному визначенні у нафті вуглеводнів трьох різних класів: алканів, цикланів і аренів. З метою класифікації використовували дані з вмісту вуглеводнів цих трьох основних класів, а також відомості, важливі для технологічних процесів, такі як вміст смол, асфальтенів, сірки, твердих парафінів та інші.

У 40-х роках минулого сторіччя А.Ф. Добрянський запропонував схему класифікації нафти, що базується на визначенні групового складу. Групування нафти проводилося за 14 ознаками і 7 класами, що відрізняються концентрацією вуглеводнів ряду метану. Надалі ці схеми усе більш і більш ускладнювалися. Наприклад, повна формально-логічна класифікація А.Е. Конторовича містить 180 різних за своїми фізико-хімічними характеристиками класів нафти, причому за вмістом вуглеводнів у дистилаті виділяють уже 18 різних класів. Близькі схеми класифікації були запропоновані Н.Б. Вассоевичем. Безсумнівним методологічним досягненням цих авторів є те, що запропоновані класифікаційні схеми ґрунтувалися на аналізі властивостей усієї нафти в цілому, а не тільки на аналізі легкокиплячих фракцій, як нерідко робилося раніше. Однак необхідно мати на увазі, що з класів вуглеводнів, які виділяються, у природі реально зустрічається лише невелика кількість. Крім того, використовувати цілком ці схеми через їх громіздкість практично неможливо. Тому сам А.Е. Конторович пропонує виділяти тільки чотири основні типи нафти: А – алкановий, парафінистий; В – алкановий малопарафінистий; С – циклано-алкановий і D – циклановий. Б. Тіссо та Д. Вельте виділяють шість різних типів нафти: парафіновий, парафіно-нафтенний, нафтенний, ароматико-змішаний, ароматико-нафтенний і ароматико-асфальтеновий.

Усі розглянуті вище схеми класифікації задовольняють вимоги до нафти як джерела палив і масел, але лише частково задовольняють потреби геохімії, де найбільш важливі дані можуть бути отримані тільки з використанням аналітичних методів і класифікаційних схем, що базуються на концентраційному розподілі індивідуальних (особливо реліктових) вуглеводнів.

Цікаво, що ще на початку 60-х років минулого сторіччя існували досить песимістичні погляди на можливість відкриття у нафті реліктових вуглеводнів [11].

Розроблені вище розглянуті нові потужні аналітичні методи (газорідинна хроматографія, хромато-масоспектрометрія) зовсім змінили уявлення про склад і будову нафтових вуглеводнів, а звідси і принципи та методи класифікації нафти. Вже 1962 р. у нафті були відкриті аліфатичні ізопреноїди. Далі пішло відкриття стеранів, гопанів і т.п. Отже, безумовним «відкриттям минулого століття» є виявлення у нафті великої кількості так званих реліктових вуглеводнів (хемофосилій). До таких вуглеводнів відносять усі вуглеводні, що зберегли характерні риси будови вихідних біологічних молекул незалежно від того, були ці вуглеводні у вихідній біомасі чи утворилися пізніше з інших сполук. З того часу реліктові вуглеводні нафти, вугілля, сланців і розсіяної органічної речовини здійснюють воістину тріумфальний хід сторінками наукових журналів, монографій, праць конгресів та інших видань.

Визначення шифру нафти (згідно наказу Міністерства палива та енергетики України від 19.06.2002 №364 прийнято для використання в нафтогазовому комплексі України) наведено у табл.11.1.

Відповідно до технологічної класифікації нафти підрозділяють на:

- класи за вмістом сірки в нафті, бензині, реактивному і дизельному паливі;
- типи за виходом фракцій до 350 °С;
- групи за потенційним вмістом базових масел;
- підгрупи за індексом в'язкості базових масел;
- види за вмістом твердих алканів (парафінів) у нафті.

Малосірчиста нафта містить не більше 0,5% сірки, при цьому в бензиновій і реактивно-паливній фракціях – не більше 0,1%; у дизельній – не більше 0,2%. Для віднесення нафти до малосірчистої повинні бути виконані всі згадані вимоги. Відповідні вимоги встановлено для сірчистої та високосірчистої нафти.

За виходом світлих фракцій, що переганяються до 350 °С, нафту поділяють на три типи, а за сумарним вмістом дистильованих та залишкових базових масел – на чотири групи. Залежно від значення індексу в'язкості базових масел розрізняють чотири підгрупи. До малопарафіністих належать ті нафти, в яких утримується не більше 1,5% парафінів і з яких можна одержати без депарафінації реактивне паливо, зимове дизельне паливо з межами перегонки 240-350 °С та температурою застигання не вище «мінус» 45 °С, індустриальні базові масла. Якщо в нафті утримується 1,5 – 6,0% парафінів і з неї можна без депарафінації одержати реактивне паливо і літнє дизельне паливо з межами кипіння 240 – 350 °С та температурою застигання не вище «мінус»

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

10 °С, то нафту відносять до парафінистих. Високопарафінисті нафти містять більше 6% парафіну, з них навіть літнє дизельне паливо можна одержати тільки після депарафінації.

Таблиця 11.1

Технологічна класифікація нафти

Клас	Вміст сірки, %				Тип	Вміст фракцій до 350 °С, %	Група	Потенційний вміст базових масел, %	
	у нафті	у бензині (л.к.-180 °С)	у реактивному паливі (120 – 240 °С)	у дизельному паливі (240 – 350 °С)				на нафту	на мазут вище 350 °С
1	≤0,50	≤0,10	≤0,10	≤0,20	1	≥55,0	1	>25,0	>45,0
							2	15,0 – 24,9	45,0
2	0,51 – 2,00	≤0,10	≤0,25	≤1,00	2	45,0 – 54,9	3	15,0 – 24,9	30,0 – 44,9
3	>2,00	>0,10	>0,25	>1,00	3	<45,0	4	<15,0	<30,0

Підгрупа	Індекс в'язкості базових масел	Вид	Вміст парафінів у нафті, %	Депарафінація	
				не потрібна	потрібна
1	>95,0	1	≤1,50	для отримання реактивного та дизельного палив, дистилатних базових масел	-
2	90,0 – 95,0			для отримання реактивного та дизельного літнього палив	для отримання зимового палива та дистилатних базових масел
3	85,0 – 89,9	2	1,51 – 6,00	-	для отримання реактивного та дизельного палив, дистилатних базових масел
4	<85,0	3	>6,00	-	для отримання реактивного та дизельного палив, дистилатних базових масел

Класифікація методів розділення компонентів нафти та газу

Для полегшення аналізу нафти і нафтопродуктів використовують різноманітні методи їх попереднього розділення як за молекулярними масами, так і за хімічним складом. Для розділення нафти та виділення різних груп

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

вуглеводнів і гетероатомних компонентів застосовують хімічні та фізичні методи. Хімічні методи базуються на неоднаковій реакційній здатності компонентів, що розділюються, а фізичні (або фізико-хімічні) – на відмінності концентрацій компонентів у співіснуючих рівноважних фазах (фазових станах):

– газ – газ (простий метод – дифузія крізь мембрану; складний метод – дифузія з газом-носієм);

– газ – рідина (простий метод – перегонка та ректифікація; складні методи – перегонка з водяною парою, абсорбція, азеотропна ректифікація, екстрактивна ректифікація);

– газ – тверда фаза (простий метод – сублимація; складний метод – адсорбція);

– рідина – рідина (прості методи – дифузія крізь мембрану, термічна дифузія; складний метод – екстракція);

– рідина – тверда фаза (простий метод – кристалізація; складні методи – адсорбція, екстрактивна кристалізація, аддуктивна кристалізація).

Простими умовно названо методи розділення, при яких зміна концентрації компонентів, що розділюються, у співіснуючих фазах досягається лише завдяки підведенню до системи енергії, а складними – методи із застосуванням додаткових агентів для відокремлення (селективних розчинників, адсорбентів та інших), які збільшують відмінність складу фаз.

До фізико-хімічних методів розділення відносять також різноманітні види хроматографії, що різняться агрегатним станом рухомої і нерухомої фаз.

Комбінація ефективних прийомів розділення із сучасними інструментальними методами аналізу дозволила створити інформативні експрес-методи визначення якісного та кількісного складу нафти і нафтопродуктів.

Перегонка та ректифікація

Перегонка – найдавніший метод розділення нафти на фракції, що містять компоненти з близькими молекулярними масами, яким вдалося виділити з нафти ряд індивідуальних сполук. Так, ще наприкінці ХІХ ст. дрібною перегонкою були виділені та ідентифіковані пентан, ізопентан, 2-метилпентан, 2- і 3-диметилбутан, 2- і 3-метилгексани та низка інших низькокиплячих вуглеводнів.

Різні види перегонки та ректифікації широко використовують і сьогодні – жодна схема аналізу нафти не обходиться без фракціонування при атмосферному тиску або під вакуумом.

Фракційний склад нафти визначають за допомогою перегонки при атмосферному тиску без ректифікації на стандартному апараті. При цьому оцінюють вихід фракцій, що википають до 300 °С; переганяти більш висококиплячі нафтові фракції і нафтопродукти при атмосферному тиску не рекомендується, тому що вони при цьому можуть розкладатися.

Для визначення групового вуглеводневого і структурно-групового складу зневоднену нафту розділяють ректифікацією при атмосферному тиску на уніфікованих апаратах (типу ЦІАТІМ-58а або АРН-2) на стандартні фракції: низькокиплячий компонент (н.к.) – 60, 60 – 95, 95 – 122, 122 – 150, 150 – 200 °С.

Потім під вакуумом при залишковому тиску 666,5 – 133,3 Па (5 – 1 мм рт. ст.) відбирають середні фракції: 200 – 250, 250 – 300 і 300 – 350 °С. Для приведення температур кипіння у вакуумі до температур кипіння при атмосферному тиску користуються спеціальними перерахунковими формулами або номограмами.

Для фракціонування масляних фракцій замість насадкових апаратів можна застосовувати колонки з обертовим ротором, що мають менший гідравлічний опір і які забезпечують одержання фракцій без розкладання навіть до 550 °С.

Для виділення висококиплячих масляних фракцій можливе використання молекулярної перегонки. Процес проходить у глибокому вакуумі (залишковий тиск <0,1 Па) при незначній відстані між поверхнями випаровування та конденсації (10 – 30 мм), меншій, ніж довжина вільного пробігу молекул. У зв'язку з цим молекули, що випарувалися, не стикаються і досягають конденсатора з мінімальними витратами енергії. Сучасні роторні плівкові апарати дозволяють відганяти фракції з температурою кипіння до 650 °С практично без розкладання.

Ректифікація при різних тисках використовується для виділення індивідуальних вуглеводнів з бензинових фракцій. При цьому враховується, що найбільш повільний характер залежності тиску насиченої пари від температури відзначається для n-алканів, більша залежність характерна для алканів ізобудови та циклоалканів.

Одним із методів газорозділення поряд з абсорбцією є низькотемпературна ректифікація з використанням таких холодоагентів, як аміак або пропан.

Азеотропна та екстрактивна ректифікація, абсорбція, екстракція

Розділення нафтових фракцій на групи компонентів за хімічною будовою, виділення з продуктів нафтопереробки аренів, алкенів, алкадієнів і алкинів ректифікацією, як правило, малоефективне і часто практично неможливе через близькі температури кипіння компонентів і утворення азеотропів. При розділенні подібних сумішей широкое застосування знаходять екстракція, абсорбція, екстрактивна та азеотропна ректифікація. Загальним для всіх цих процесів є використання селективних розчинників, енергія взаємодії яких з поділюваними компонентами різна.

Азеотропна ректифікація з використанням порівняно низькокиплячих розчинників, таких як метанол, ацетон, ацетонітрил, застосовується для виділення аренів (бензолу, толуолу, ксилолів) із сумішей з насиченими вуглеводнями, а також для очищення аренів. Азеотропна ректифікація з більш висококиплячими розчинниками (бутилцелозольвом, монометилловим ефіром діетиленгліколю, диметилловим ефіром тетраетиленгліколю, триетиленгліколем) використовувалася для препаративного виділення аренів C₉ – C₁₀ з вузькокиплячих нафтових фракцій, а також для розділення аренів – похідних бензолу, тетраліну і нафталіну.

Азеотропна ректифікація знаходить обмежене застосування при виділенні вуглеводнів унаслідок властивих їй недоліків: вузький вибір розчинників, порівняно низька селективність азеотропоутворюючих компонентів і додаткова витрата теплоти на їх випаровування. Азеотропна ректифікація залишається

економічно вигідним процесом розділення під час очищення цільового продукту від домішок, які можуть бути відігнані при додаванні невеликої кількості азеотропоутворюючого компонента.

Екстрактивна ректифікація відрізняється використанням порівняно висококиплячих розчинників, які, як правило, не утворюють азеотропів з поділюваними компонентами. Для цього температура кипіння розчинників повинна на 50 °С і більше перевищувати температуру кипіння компонентів суміші.

Одна з переваг екстрактивної ректифікації порівняно з азеотропною полягає в можливості створення високої концентрації розчинника в колоні (75 – 90 %), що підвищує селективність і ефективність розділення. При азеотропній ректифікації вміст розчинника в системі визначається складом азеотропів і часто недостатньо великий, що знижує ефективність розділення. Крім того, розчинники, які застосовують при екстрактивній ректифікації, характеризуються більш високою селективністю, ніж азеотропоутворюючі компоненти.

Екстрактивна ректифікація рідко використовується при розділенні нафтових фракцій для подальшого їх аналізу, але широко застосовується в промисловості для виділення й очищення алкенів, алкадієнів (бутадієну, ізопрену), а також для виділення аренів (бензолу і його гомологів, стиrolу) з продуктів піролізу і каталітичного риформінгу нафтових фракцій.

Для розділення вуглеводнів можна використовувати і процес екстрактивно-азеотропної ректифікації, який проводять за наявності двох селективних розчинників – азеотропоутворюючого компонента й екстрактивного агента. Ці функції може виконувати й один селективний розчинник, тобто екстрактивний агент у цьому разі утворює гомогенні або гетерогенні азеотропи із одним з компонентів або групою компонентів поділюваної суміші та потрапляє як у кубовий залишок, так і в дистиллят.

Екстракція застосовується в нафтопереробній промисловості для виділення аренів з каталізаторів риформінгу бензинових фракцій, а також для селективного очищення мастил від компонентів з низькими індексами в'язкості (поліциклічних ароматичних і гетероатомних сполук). Перевага процесу екстракції полягає в можливості спільного виділення аренів $C_6 - C_8$ з фракції каталізата риформінгу 62 – 140 °С. У процесі екстрактивної ректифікації необхідне попереднє розділення сировини на вузькі фракції – бензолну, толуольну і ксилольну з подальшим виділенням аренів у різних колонах. Останнє необхідне у зв'язку з тим, що коефіцієнт відносної леткості вуглеводнів у процесі екстрактивної ректифікації залежить не тільки від коефіцієнтів активності, але і від тисків насиченої пари. Тому висококиплячі насичені вуглеводні, наприклад $C_8 - C_9$, і за наявності селективного розчинника можуть мати меншу леткість, ніж бензол, тобто чіткого групового розділення вуглеводнів не відбудеться.

Недолік екстракції полягає у невисоких значеннях коефіцієнта корисної дії тарілок екстракційних колон. Екстракційні колони, роторно-дисккові екстрактори мають, як правило, ефективність до 10 – 15 теоретичних ступенів,

а колони екстрактивної ректифікації – до 100 та більше теоретичних тарілок. Головним чином з цього приводу екстракція не знайшла застосування для виділення бутадієну та ізопрену.

Як екстрагенти аренів можна використовувати розчинники з меншою розчинювальною здатністю і, як правило, з більшою селективністю. Для селективного очищення нафтових масел як екстрагенти застосовують фенол, фурфурол, суміші фенолу з крезолами. Під час виробництва залишкових масел проводять попередню деасфальтизацію гудрону. Для цього компоненти масел екстрагують неполярними розчинниками, наприклад рідким пропаном, і відділяють від асфальтенів. Екстракцію полярними розчинниками можна використовувати для розділення моно-, бі- та трициклічних аренів. Двоступінчастою екстракцією 86 % та 91 % сірчаною кислотою запропоновано виділяти сполуки, що містять сірку, зокрема сульфіді, із середньодистильатних нафтових фракцій.

Таким чином, екстракцію застосовують і для препаративного розділення, і для аналізу нафтових фракцій.

Абсорбція селективними розчинниками (диметилформамідом) використовується в промисловості для виділення ацетилену з продуктів окисного піролізу природного газу. Раніше з цією метою застосовували менш селективні розчинники (ацетон, метанол, аміак), але процес абсорбції доводилося для підвищення селективності проводити при низькій температурі з використанням холодильних агентів.

Селективні абсорбенти (водяні розчини моноетаноламіну або метилдіетаноламіну, суміші алканоламінів або аліфатичних амінів з метанолом) використовують і при переробці газів для видалення сірководню, двооксиду вуглецю, сіркооксиду вуглецю. Метилдіетаноламін більш селективний при абсорбції сірководню, ніж моноетаноламін, більш стабільний (не взаємодіє з двооксидом вуглецю), менш корозійно-агресивний і з цих причин набув широкого застосування як абсорбент на закордонних установках. Поряд з аміноспиртовим очищенням для абсорбції кислих газів у промисловості застосовують карбонат калію.

Для відбензинювання нафтового попутного та природного газів застосовують абсорбцію неполярними абсорбентами (вуглеводневими фракціями). Процес проводять при температурі навколишнього середовища або при «мінус» 40 °С із використанням холодильних агентів. Перевага низькотемпературної абсорбції полягає в можливості застосування більш низькомолекулярних бензинових фракцій з меншою в'язкістю, що підвищує ефективність процесу розділення та знижує витрату абсорбенту.

Кристалізація та екстрактивна кристалізація

Метод кристалізації застосовують для виділення з нафтових фракцій індивідуальних вуглеводнів або груп вуглеводнів (наприклад, n-алканів), що мають найбільш високі температури кристалізації.

Екстрактивна кристалізація – метод кристалізації з використанням селективних розчинників. Розчинник виконує кілька функцій: селективно розчиняє низькоплавкі компоненти; забезпечує існування рідинної фази при

температурі нижче температури застигання евтектичної суміші, що дозволяє підвищити вихід високоплавкого компонента; знижує в'язкість маточного розчину, що сприяє більш повному видаленню рідинної фази на стадії фільтрування.

У нафтопереробній промисловості екстрактивна кристалізація набула застосування для депарафінації масляних фракцій. Видалення н-алканів, що мають порівняно високу температуру кристалізації, необхідне для зниження температури застигання масел і забезпечення їх гарної плинності. Розчинник для цього процесу має бути досить селективним, тобто повинен мати низьку розчинювальну здатність стосовно н-алканів і високу – до інших компонентів масляної фракції. Крім того, розчинники повинні мати низькі в'язкість і температуру застигання. Найбільш широко як розчинники застосовують суміші кетонів (метилетилкетону, ацетону) з аренами, наприклад толуолом, додавання якого підвищує розчинність масляних компонентів і вихід масла. Зі збільшенням числа вуглецевих атомів у молекулах кетонів їх селективність знижується, але зростає розчинювальна здатність стосовно масляних компонентів, тому, наприклад, метилізобутилкетон можна використовувати для депарафінації масел в індивідуальному стані.

На більшості закордонних установок використовують менш селективний розчинник – рідкий пропан, у цьому разі для підвищення селективності процес депарафінації доводиться проводити при більш низькій температурі. Останніми роками набула застосування суміш пропілену з ацетоном, що забезпечує більшу селективність і у зв'язку з цим більш низьку температуру застигання масел.

Адсорбція

Виділення деяких класів сполук, що наявні у нафті й нафтопродуктах, здійснюється з більшою вибірковістю на адсорбентах, ніж за допомогою селективних розчинників. Алкени дещо краще розчиняються в селективних розчинниках, ніж алкани з тим самим числом вуглецевих атомів, що створює принципову можливість їх розділення екстракцією. Однак розчинність вуглеводнів у полярних розчинниках знижується в гомологічних рядах зі збільшенням молекулярної маси. Тому в сумішах широкого фракційного складу розчинності алкенів та алканів взаємно перекриваються і розділити їх екстракцією практично неможливо. Використання ж адсорбційного методу дозволяє вирішувати це завдання.

Розрізняють адсорбенти з неупорядкованою кристалічною структурою і неоднорідною пористістю (силікагель, активний оксид алюмінію, активні вугілля) та адсорбенти з однорідними порами (цеоліти або молекулярні сита).

Найбільш широке застосування серед групи адсорбентів з неоднорідною пористістю одержали силікагелі, що пояснюється можливістю варіювання в широких межах їх адсорбційних характеристик, негорючістю, відносною дешевизною. Силікагель – це висушений гель кремнієвої кислоти. У країнах СНД його випускають у гранульованому та кусковому виглядах. Залежно від пористої структури силікагелі підрозділяють на дрібнопористі й крупнопористі, які класифікують за марками, виходячи із розмірів зерен.

Цеоліти – найбільш селективні адсорбенти, що мають упорядковану кристалічну структуру і певний розмір вхідних вікон. Тому цеоліти, які також називають молекулярними ситами, здатні сорбувати тільки ті молекули, критичний діаметр яких менший за ефективного діаметра вікон. Назва «цеоліт», що у перекладі з грецької означає «киплячий камінь», було дане ще в XVIII ст. у зв'язку зі здатністю природних цеолітів спучуватися під час нагрівання в результаті виділення з пор води. Природні цеоліти зустрічаються як у вивержених, так і в осадових породах. Розділення вуглеводнів і нафтових фракцій на цеолітах широко застосовують як у препаративно-аналітичних цілях, так і в промисловості. Адсорбція проводиться, як правило, у паровій фазі, тому що у разі рідиннофазного процесу важко з достатньою повнотою відокремити компоненти, що не сорбуються, від шару сорбенту. Успішно використовують і комбіновані методи розділення, в яких адсорбційна депарафінізація поєднується з процесами каталітичного риформінгу, ізомеризації та алкілування. Цеоліти – прекрасні осушувачі газів і рідин, а також гарні поглиначі сірковмісних сполук. Цеоліти використовують і при аналізі нафтових фракцій як нерухому фазу в газовій адсорбційній хроматографії.

Хімічні методи

Хімічні методи розділення та ідентифікації компонентів нафти і газу значною мірою втратили своє значення з розвитком хроматографії та інших фізичних і фізико-хімічних методів. Однак у низці специфічних випадків хімічні методи необхідні для повного розділення нафти, особливо для виділення гетероатомних сполук і неграничних вуглеводнів.

Хімічні методи розділення базуються на різній реакційній здатності компонентів у реакціях гідрування, дегідрування, сульфування, ізомеризації, галогенування і т.д.

Цікаві також мікробіологічні методи розділення вуглеводнів, зокрема депарафінізація газойлевих фракцій. Мікроорганізми використовують як живильне середовище n-алкани, у результаті отримують синтетичний білок і депарафінізований газойль. Запропоновано також мікробіологічний метод видалення сірки з нафти. Під дією деяких мікроорганізмів сірковмісні сполуки перетворюються на водорозчинні продукти, що легко видаляються з нафти.

11.2 ПЕРВИННА ПЕРЕРОБКА НАФТИ

12.2.1 Первинна переробка нафти

ПІДГОТОВКА НАФТИ

Нафта, що видобувається зі свердловин, завжди містить у собі попутний газ, механічні домішки і пластову воду, в якій розчинені різні солі, найчастіше хлориди натрію, кальцію та магнію, рідше – карбонати та сульфати. Зазвичай у початковий період експлуатації родовища видобувається зневоднена або малозневоднена нафта, але у міру видобутку її обводненість збільшується і досягає 90 – 98 % [11]. Зрозуміло, що таку «брудну» і сиру нафту, яка містить

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

до того ж легколеткі органічні (від метану до бутану) і неорганічні (H_2S , CO_2) газові компоненти, не можна транспортувати та переробляти на нафтопереробному заводі (НПЗ) без ретельної промислової підготовки.

Наявність пластової води в нафті суттєво підвищує вартість її транспортування по трубопроводах і переробку. Зі збільшенням вмісту води в нафті зростають енерговитрати на її випаровування та конденсацію (у 8 разів більше в порівнянні з бензином). Зростання транспортних витрат обумовлюється не тільки перекачуванням баластової води, але й збільшенням в'язкості нафти, яка утворює з пластовою водою емульсію. Механічні домішки нафти, що є зваженими у ній високодисперсними частинками піску, глини, вапняку та інших порід, адсорбуючись на поверхні глобул води, сприяють стабілізації нафтових емульсій. Утворення стійких емульсій призводить до зростання експлуатаційних витрат на зневоднення та знесолення промислової нафти, а також шкідливо впливає на навколишнє середовище. Так, при відділенні пластової води від нафти у відстійниках і резервуарах частина нафти скидається разом із водою у вигляді емульсії, що забруднює стічні води. Та частина емульсії, яка вловлюється в пастках, збирається та накопичується в земляних коморах і нафтових ставках, утворюючи так звані «комірні» нафти, які не знаходять раціонального застосування або утилізації. За наявності великої кількості механічних домішок інтенсифікується ерозійний знос трубопроводів, а також утворюються відкладення на стінках та контактних поверхнях нафтового обладнання, що призводить до збільшення гідравлічного та термічного опорів і відповідного зниження значень коефіцієнтів теплопередачі, масопередачі та продуктивності установок взагалі.

Ще більш шкідливий вплив, ніж вода та механічні домішки, на роботу установок промислової підготовки та переробки нафти чинять хлористі солі, які є в нафті. Хлориди, особливо кальцію та магнію, гідролізуються з утворенням соляної кислоти навіть за низьких температур. Під дією соляної кислоти відбувається руйнування (корозія) металу апаратури технологічних установок. Особливо інтенсивно роз'їдається продуктами гідролізу хлоридів конденсаційно-холодильна апаратура перегінних установок. Крім того, солі, які накопичуються у залишкових нафтопродуктах – мазуті, гудроні та коксі, суттєво погіршують їх якість.

Основні об'єми сирової нафти, що постачається на переробку, надходять на НПЗ від видобувних об'єднань по магістральних нафтопроводах (собівартість перекачування нафти у 2 – 3 рази нижча за вартість перевезення залізницею). Невеликі кількості нафти, а також газовий конденсат постачають залізницею. У державах-імпортерах нафти, що мають вихід до моря, поставка на припортові НПЗ здійснюється водним транспортом (танкери, баржі). Прийнята на завод сировина надходить у відповідні ємності товарно-сировинної бази (рис. 11.1), з'єднаної трубопроводами з усіма технологічними установками НПЗ.

На нафтопереробні підприємства подається нафта, призначена для переробки, в якій вміст хлоридів, води та механічних домішок обмежується відповідно до вимог ГОСТ 9965-76 «Нафта для нафтопереробних підприємств».

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

Технічні умови» (табл.11.2). Залежно від ступеня підготовки встановлюють I, II та III групи нафти.

Підготовлена на промислах нафта далі на НПЗ подається на вторинне, більш глибоке очищення. На сучасних вітчизняних НПЗ вважається цілком достатнім знесолення нафти до вмісту солей 3 – 5 мг/дм³ і води менше 0,1 % (мас.) [11].



Рисунок 11.1 – Модель товарно-сировинної бази НПЗ

Таблиця 11.2

Норми показників ступеня підготовки нафти (не більше)

Найменування показника	Норма для групи нафти		
	I	II	III
1. Концентрація хлористих солей, мг/дм ³	100	300	900
2. Масова частка води, %	0,5	1,0	1,0
3. Масова частка механічних домішок, %	0,05		
4. Тиск насичених парів, кПа (мм рт. ст.)	66,7 (500)		

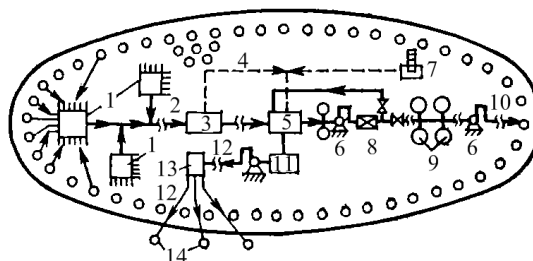


Рисунок 11.2 – Схема герметизованого збору нафти:

1 – групові замірні установки; 2 – збірний колектор нафти, газу та води;
 3 – дотискувальна насосна станція; 4 – газопровід; 5 – установка підготовки нафти (УПН);
 6 – насоси; 7 – газопереробний завод (ГПЗ); 8 – автоматизована установка оцінки якості та кількості нафти; 9 – товарні резервуари підготовленої нафти; 10 – магістральний нафтопровід; 11 – установка очищення води; 12 – водоводи; 13 – куцова насосна станція;
 14 – нагнітальні свердловини

На нафтопромислах експлуатують різні **системи збору і підготовки нафти**. На зміну негерметизованим схемам, експлуатація яких була пов'язана зі втратами газу і легких фракцій нафти, прийшли більш екологічно безпечні герметизовані системи збору, очищення та зберігання (рис. 11.2) [11]. Сира нафта з групи свердловин надходить у трапи-газосепаратори, де за рахунок послідовного зниження тиску попутний газ відділяється від рідини (нафта і вода), потім частково звільняється від захопленого конденсату в проміжних приймачах і направляється на газопереробний завод (ГПЗ) (або закачується у свердловини для підтримки в них пластового тиску). Після трапів-газосепараторів у нафті залишаються ще розчинені гази в кількості до 4 % (мас.). У трапах-газосепараторах одночасно з виділенням газу відбувається також відстоювання сирової нафти з відділенням механічних домішок і основної маси промислової води, тому ці апарати називають також відстійниками. Далі нафта з газосепараторів надходить у відстійні резервуари (об'ємом до 30 – 50 тис. м³), з яких вона направляється на установку комплексної підготовки нафти (УКПН), що передбачає процеси дегазації, зневоднення, знесолення та стабілізації нафти.

В основі процесу **зневоднення нафти** лежить руйнування (дестабілізація) нафтових емульсій, що утворилися в результаті контакту нафти з водою, яку закачано у пласт через нагнітальні свердловини.

Чиста нафта, що не містить у собі неуглеводневих домішок, зокрема солей металів, і прісна вода взаємно нерозчинні, тому при відстоюванні ця суміш легко розшаровується. Однак за наявності в нафті таких домішок система нафта-вода утворює нафтову емульсію, яку важко розділити.

Емульсії – це дисперсні системи з двох взаємно мало- або нерозчинних рідин, у яких одна диспергована в другій у вигляді дрібних краплин (глобул). Рідина, в якій розподілені глобули, є дисперсійним середовищем, а диспергована рідина – дисперсною фазою.

Розрізняють два типи нафтових емульсій: гідрофільну (нафта у воді) та гідрофобну (вода в нафті). У першому випадку нафтові краплі утворюють дисперсну фазу всередині водного середовища, у другому – краплі води утворюють дисперсну фазу в нафтовому середовищі.

Речовини, що сприяють утворенню і стабілізації емульсій, називають емульгаторами, а речовини, що руйнують поверхневу адсорбційну плівку стійких емульсій, – деемульгаторами.

Більша частина води у нафті, що потрапляє на НПЗ, перебуває у вигляді емульсії, утвореної крапельками води з переважним діаметром 2 – 5 мкм. На поверхні крапель з нафтового середовища адсорбуються смолисті речовини, асфальтени, органічні кислоти та їх солі, розчинні в нафті, а також високодисперсні частинки тугоплавких парафінів, мулу та глини, що добре змочуються нафтою. Для запобігання цьому явищу на багатьох промислах у нафту вводять деемульгатори. Деемульгатори використовують і при термохімічному, і при електрохімічному зневодненні нафти.

При **знесоленні зневоднену нафту** змішують із прісною водою, створюючи штучну емульсію (але з низькою солоністю), яку потім руйнують.

Вода очищується на установці і знову закачується в пласт для підтримки пластового тиску та витіснення нафти.

Руйнування нафтових емульсій шляхом застосування деемульгаторів, що мають у порівнянні з утримуваними у нафті природними емульгаторами більш високу поверхневу активність, може бути результатом адсорбційного витіснення з поверхні глобул води емульгатора, що стабілізує емульсію, утворення нестабільних емульсій протилежного типу або хімічного розчинення адсорбційної плівки. У результаті на поверхні глобул води утворюється гідрофільний адсорбційний шар зі слабкою структурно-механічною міцністю, тобто відбувається дестабілізація водонафтової емульсії. Нестійкі емульсії, що утворилися зі стійких, потім легко коалесцюють у великі глобули води та осаджуються з дисперсійного середовища (нафти). Саме стадія дестабілізації є стадією, що лімітує сумарний процес зневоднення та знесолення нафти. Вона складається, у свою чергу, з двох етапів: транспортної стадії (доставки деемульгатора на поверхню емульсії, що є дифузійним процесом) та кінетичної стадії (руйнування оболонки броні, утвореної емульгатором нафти).

На установках зневоднення та знесолення нафти широко застосовують водорозчинні, водонафторозчинні й нафторозчинні деемульгатори. Як розчинники нафторозчинного деемульгатора застосовують низькомолекулярні спирти, ароматичні вуглеводні та їх суміші в різних співвідношеннях. Водорозчинні деемульгатори застосовують у вигляді 1 – 2 % водних розчинів. Вони частково вимиваються дренажною водою, що збільшує їх витрату на знесолення.

Сучасні деемульгатори мають задовольняти такі вимоги:

- вони повинні мати максимально високу деемульгуючу активність, біологічно легко розкладатися (якщо водорозчинні), бути нетоксичними, дешевими, доступними;
- не повинні мати бактерицидну активність (від якої залежить ефективність біологічного очищення стічних вод) і кородувати метали.

Промисловий процес зневоднення та знесолення нафти ґрунтується на застосуванні методів не тільки хімічної, але й електричної, теплової та механічної обробки нафтових емульсій, спрямованих на руйнування сольватної оболонки та зниження структурно-механічної міцності емульсій, створення більш сприятливих умов для коалесценції та укрупнення краплин і прискорення процесів осадження великих глобул води, здійснюється на промислових електрознесолювальних установках (ЕЛЗУ). При окремому застосуванні перелічені вище методи обробки емульсій не дозволяють забезпечити необхідну глибину зневоднення та знесолення.

Основним апаратом ЕЛЗУ є електродегідратор, у якому, крім електрообробки нафтової емульсії, здійснюється і відстоювання (осадження) деемульгованої нафти, тобто він є одночасно відстійником. Серед застосовуваних у промислових і заводських ЕЛЗУ різних конструкцій (вертикальних, кульових і горизонтальних) більш ефективними виявилися горизонтальні електродегідратори (рис. 11.3). У порівнянні з

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

використовуваними раніше вертикальними та кульовими, горизонтальні електродегідратори мають такі характерні переваги [11]:

- більш сприятливі умови для осадження крапель води, які можна оцінити питомою площею горизонтального перерізу (дзеркала відстоювання) і лінійною швидкістю руху нафти;
- приблизно втричі більша питома продуктивність при майже в 1,5 рази меншій питомій масі та вартості апарата;
- проста конструкція, менша кількість електроустаткування при більшій площі електродів, зручність монтажу, обслуговування та ремонту;
- здатність працювати при підвищених тисках і температурах.

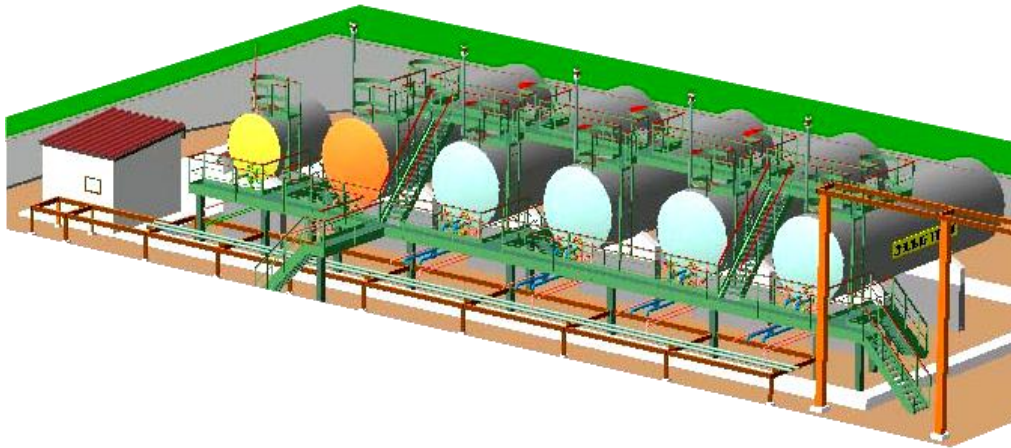


Рисунок 11.3 – Модель електрознесолювальної установки з горизонтальними електродегідраторами

Електродегідратор – це горизонтальний циліндричний апарат, усередині якого в центрі горизонтально і паралельно один одному на відстані 25 – 40 см встановлено 3 пари електродів, між якими підтримується напруга 32 – 33 кВ. Введення сировини в електродегідратор і виведення з нього здійснюють через розташовані в нижній і верхній частинах апарата трубчасті перфоровані розподільники (маточники), що забезпечують рівномірний розподіл висхідного потоку нафти. У нижній частині електродегідратора між розподільником і електродами підтримується певний рівень води, яка містить деемульгатор, де відбуваються термохімічна обробка емульсії і відділення найбільш великих краплин води. У зоні між дзеркалом води і площиною нижнього електрода нафтова емульсія зазнає впливу слабого електричного поля, а в зоні між електродами – впливу електричного поля високої напруги.

Техніко-економічні показники ЕЛЗУ значно поліпшуються при застосуванні більш високопродуктивних електродегідраторів за рахунок зменшення кількості теплообмінників, сировинних насосів, резервуарів, КВПіА (економічний ефект від укрупнення) і при комбінуванні з установками прямої перегонки нафти за рахунок зниження капітальних і енерговитрат, збільшення продуктивності праці (ефект від комбінування). Так, комбінована з установкою первинної перегонки нафти ЕЛЗУ з горизонтальними електродегідраторами, у порівнянні з окремо виготовленою ЕЛЗУ з кульовими, при однаковій

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

продуктивності має приблизно в 1,5 рази менші капітальні витрати, експлуатаційні витрати та собівартість знесолення. Останніми роками за кордоном і в нашій країні нові комбіновані установки проєктують тільки з вбудованими горизонтальними електродегідраторами високої одиничної потужності. Одночасно з укрупненням одиничних потужностей відбувається безперервне вдосконалення конструкції електродегідраторів та їх окремих вузлів, спрямоване на поліпшення інтенсивності перемішування нафти з деемульгатором і водою, зниження гідравлічного опору, оптимізацію місця введення нафти та гідродинамічної обстановки, організацію подвійного або потрійного введення нафти і т.д.

Принципова технологічна схема установки (секції) електрознесолювання нафти наведена на рис.11.4. Суміш сирової нафти, деемульгатора та содово-лужного розчину (останній вводиться для уникнення сірководневої корозії) нагрівається в теплообмінниках (в окремо розміщеній ЕЛЗУ додатково в паропідігрівачі) до оптимальної температури,

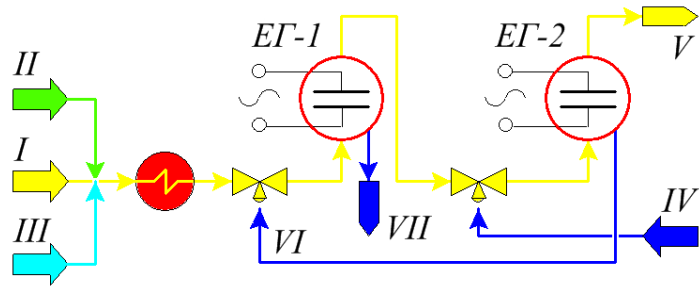


Рисунок 11.4 – Принципова схема установки (секції) електрознесолювання нафти:

I – сирі нафта; II – деемульгатор; III – содово-лужний розчин; IV – свіжа вода; V – знесолена нафта; VI – вода з електродегідратора 2-го ступеня EG-2; VII – солоні вода на електродегідратор EG-1

змішується в інжекторному змішувачі промивною водою з електродегідратора другого ступеня і подається у два послідовно працюючі електродегідратори EG-1 і EG-2. В електродегідраторах 1-го ступеня відділяється 75 – 80 % (мас.) соленої води та 95 – 98% (мас.) солей, а в електродегідраторах 2-го ступеня – 60 – 65 % (мас.) емульсійної води і приблизно 92 % (мас.) солей, що залишилися. На вході в EG-2 у потік частково знесоленої нафти подається свіжа вода (річкова, оборотна або паровий конденсат) у кількості 5 – 10 % (мас.) до нафти. Після охолодження в теплообмінниках знесолена і зневоднена нафта відводиться в резервуари підготовленої нафти, а на секції ЕЛЗУ комбінованих установок вона без охолодження подається на установки первинної перегонки нафти.

Стабілізацію нафти здійснюють на промислах з метою скорочення втрат від випаровування в резервуарах при зливанні та наливанні нафти і нафтопродуктів, а також під час транспортування її до НПЗ. При цьому втрати можуть досягати 5 % (мас.) [11]. Крім того, наявність у нафті газів сприяє утворенню в трубопроводах газових пробок, які заважають перекачуванню.

Установки стабілізації нафти (УСН) будують та експлуатують на промислах. Для стабілізації промислової нафти з незначним вмістом розчинених газів застосовують одноколонні установки (рис.11.5). Двоколонні установки використовують для стабілізації в першій колоні тільки нафти, а в другій колоні відбувається стабілізації газового бензину. Останні

11 ПЕРЕРобКА НАФТИ

використовують для нафти з високим вмістом розчинених газів – більше 1,5% (мас.).

Принципова схема двоколонної УСН наведена на рис.11.6 (тут і далі показано спрощені схеми без насосів і детальної схеми теплообміну потоків).

Нестабільну нафту з промислових резервуарів після нагрівання в теплообміннику та паропідігрівачі до температури близько 60 °С подають на верхню тарілку першої стабілізаційної колони *K-1*. У *K-1* підтримується надлишковий тиск від 0,2 МПа до 0,4 МПа з метою створення кращих умов для конденсації парів бензину водою або повітрям. Температуру низу *K-1* підтримують у межах 130 – 150 °С циркуляцією частини стабільної нафти, нагрітої в печі П-1. Стабільну нафту, що відводиться з низу *K-1* після охолодження в теплообміннику та холодильнику, направляють до резервуарів і далі транспортують на НПЗ.



Рисунок 11.5 – Установа стабілізації нафти на Гнідинцівському ГПЗ (ВАТ «Укрнафта»)

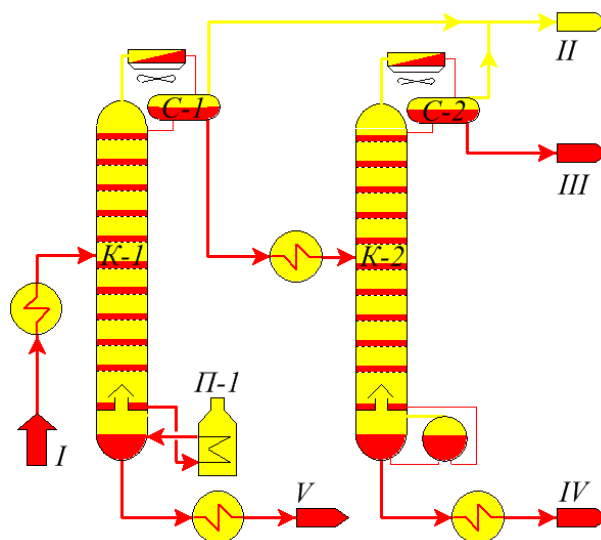


Рисунок 11.6 – Принципова схема УСН:

I – нестабільна нафта; *II* – сухий газ; *III* – зріджений газ; *IV* – газовий бензин; *V* – стабільна нафта

Легкі фракції нафти, що відводяться з верху *K-1*, охолоджують у конденсаторі-холодильнику і подають у газосепаратор *C-1*, де зверху виводять сухий газ, що складається з метану та етану, а знизу – сконденсований бензин, який після нагрівання в теплообміннику направляється в колону *K-2* для стабілізації. Тиск у *K-2* підтримують у межах 1,3 – 1,5 МПа (тобто вище, ніж у *K-1*, оскільки тут потрібно конденсувати не бензин, а жирний газ, що складається в основному з пропану та частини бутану). Температуру низу *K-2* регулюють у межах 130 – 160 °С рециркуляцією частини стабілізованого бензину через паровий кип'ятильник.

Необхідну температуру верху *K-2* (40 – 50 °С) забезпечують подачею частини зрідженого газу у вигляді холодного зрошення колони. З верху *K-2* виводять газ, важку частину якого (пропан і бутан) конденсують у конденсаторі-холодильнику та відділяють у газосепараторі *C-2* від сухої частини, що не сконденсувалася. Конденсат – зріджений газ – виводять з установки та транспортують на ГПЗ. Стабільний бензин, що відводиться з низу *K-2*, змішують зі стабілізованою нафтою та направляють на НПЗ.

АТМОСФЕРНА ПЕРЕГОНКА

Загальні відомості про перегонку та ректифікацію нафти

Перегонка (дистиляція) – це процес фізичного розділення нафти та газів на фракції (компоненти), які відрізняються одна від одної та від вихідної суміші температурними межами (або температурами) кипіння. За способом проведення процесу розрізняють просту та складну перегонку.

Проста перегонка здійснюється поступовим, однократним або багаторазовим випаровуванням.

Перегонка з поступовим випаровуванням полягає в поступовому нагріванні нафти від початкової до кінцевої температури з безперервним відведенням і конденсацією парів, що утворюються. Цей спосіб перегонки нафти та нафтопродуктів в основному застосовують у лабораторній практиці під час визначення їх фракційного складу.

При однократній перегонці рідина (нафта) нагрівається до заданої температури рівноваги; пари, які утворилися та досягли рівноваги, однократно відділяють від рідкої фази – залишку. Цей спосіб, у порівнянні з перегонкою з поступовим випаровуванням, забезпечує при однакових температурі та тиску більшу частку відгону. Цю важливу його перевагу використовують у практиці перегонки нафти для досягнення максимального відбору парів при обмеженій температурі нагрівання, щоб уникнути крекінгу нафти.

Перегонка з багаторазовим випаровуванням полягає в послідовному повторенні процесу однократної перегонки при більш високих температурах або низьких тисках стосовно залишку попереднього процесу.

У процесах складної перегонки розрізняють перегонку з дефлегмацією та перегонку з ректифікацією.

При перегонці з дефлегмацією пари, що утворюється, конденсують, і частину конденсату у вигляді флегми подають назустріч потоку пари. У результаті однократного контактування парового та рідинного потоків пари, які

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

відводяться з системи, додатково збагачуються низькокиплячими компонентами, тим самим дещо підвищується чіткість розділення сумішей.

Перегонка з ректифікацією – найпоширеніший у хімічній і нафтогазовій технології масообмінний процес, який здійснюється у ректифікаційних колонах шляхом багаторазового протитечійного контактування парів і рідини. При взаємодії зустрічних потоків пари і рідини на кожному ступені контактування (тарілці або шарі насадки) між ними відбувається тепло- і масообмін, обумовлені прагненням системи до стану рівноваги. У результаті кожного контакту компоненти перерозподіляються між фазами: пара трішки збагачується низькокиплячими, а рідина – висококиплячими компонентами. Підбираючи число ступенів контакту і параметри процесу (температурний режим, тиск, співвідношення потоків, флегмове число), можна забезпечити будь-яку необхідну чіткість фракціонування нафтових сумішей.

Нафта та нафтові суміші як сировина для ректифікації характеризуються низкою специфічних властивостей, що обумовлюють деякі особливості в технології їх переробки.

Нафта і особливо її висококиплячі фракції та залишки характеризуються невисокою термічною стабільністю. Температура термічної стабільності нафти у більшості випадків відповідає температурній межі розділення приблизно між дизельним паливом і мазутом за кривою ІТК, тобто близько 350 – 360 °С. Нагрівання нафти до більш високих температур буде супроводжуватися її деструкцією й, отже, погіршенням якості продуктів перегонки, які відбираються. З урахуванням цього факту перегонку нафти та її важких фракцій проводять з обмеженням за температурою нагрівання. В умовах такого обмеження для виділення додаткових фракцій нафти, які википають вище гранично припустимої температури нагрівання сировини, можна використовувати практично єдиний спосіб підвищення відносної леткості компонентів – перегонку під вакуумом. Так, перегонка мазуту при залишкових тисках у зоні живлення вакуумної колони близько 100 та 20 мм рт. ст. (133 ГПа і 30 ГПа) дозволяє відібрати газойлеві (масляні) фракції з температурою кінця кипіння відповідно до 500 °С і 600 °С. Як правило, для підвищення чіткості розділення при вакуумній (а також і атмосферній) перегонці застосовують подачу водяної пари для відпарювання більш легких фракцій. Отже, з позицій термічної нестабільності нафти технологія її глибокої перегонки (тобто з відбором фракцій до гудрону) повинна мати як мінімум дві стадії: атмосферну перегонку до мазуту з відбором паливних фракцій та перегонку під вакуумом мазуту з відбором газойлевих (масляних) фракцій і в залишку гудрону.

Нафта є багатокомпонентною сировиною з безперервним характером розподілу фракційного складу і відповідно до летючості компонентів. Розрахунки показують, що значення коефіцієнта відносної летючості безупинно (експоненційно) спадає у міру обважнення фракцій нафти, а також у міру звуження температурного інтервалу кипіння фракцій. Ця особливість нафтової сировини обумовлює певні обмеження як на чіткість погоноподілу, особливо відносно висококиплячих фракцій, так і стосовно «вузькості» фракцій. З економічної точки зору, недоцільно вимагати від процесів перегонки виділити,

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

наприклад, індивідуальний чистий вуглеводень або надвугзькі фракції нафти. Тому в нафтопереробці задовольняються одержанням таких паливних та газойлевих фракцій, що википають у досить широкому інтервалі температур: бензинові н.к. (140 °С (180 °С)), гасові (140 (180) – 240 °С), дизельні (240 – 350 °С), вакуумний дистилат (вакуумний газойль) (350 – 400 °С, 400 – 450 °С та 450 – 500 °С) та гудрон (важкий залишок) (вище 490 °С (вище 500 °С)). Іноді обмежуються неглибокою атмосферною перегонкою нафти з одержанням у залишку мазуту вище 350 °С, який застосовують як котельне паливо.

Висококиплячі та залишкові фракції нафти містять значну кількість гетероорганічних смолисто-асфальтенових сполук і металів, потрапляння яких при перегонці в дистилати різко погіршує їх експлуатаційні характеристики та значно ускладнює подальшу їх переробку. Ця обставина обумовлює необхідність організації чіткої сепарації фаз у секції живлення атмосферної й особливо вакуумної колон. Ефективна сепарація фаз у секції живлення колон досягається установленням спеціальних сепараторів (відбійних тарілок, насадок і т.д.), які вловлюють дрібні краплі (туман, піна, бризки) кубової рідини, а також промиванням парового потоку стікаючою рідиною в спеціальній промивній тарілці. Для цього та з метою підвищення здатності розділення нижніх тарілок сепараційної секції колони необхідно забезпечити деякий надлишок зрошення, що називають надлишком однократного випаровування, шляхом незначного перегріву сировини (але не вище гранично допустимої величини). Частка відгону при однократному випаровуванні в секції живлення колони повинна бути на 2 – 5 % більше виходу продуктів, що відбираються у вигляді дистилату та бічних погонів.

Технологічні установки перегонки нафти призначені для розділення нафти на фракції та подальшої переробки або використання їх як компонентів товарних нафтопродуктів. Вони є основою всіх НПЗ. На них виробляються практично всі компоненти моторних палив, мастил, сировина для вторинних процесів і для нафтохімічних виробництв. Від їх роботи залежать асортимент і якість одержуваних компонентів та техніко-економічні показники подальших процесів переробки нафтової сировини. Процеси перегонки нафти здійснюють на так званих атмосферних трубчастих (АТ) і вакуумних трубчастих (ВТ) або атмосферно-вакуумних трубчастих (АВТ) установках.

Залежно від напряму використання фракцій установки перегонки нафти прийнято називати паливними, масляними або паливно-масляними і відповідно до цього – варіанти переробки нафти.

На установках АТ здійснюють неглибоку перегонку нафти з одержанням паливних (бензинових, гасових, дизельних) фракцій і мазуту. Установки ВТ призначені для перегонки мазуту. Газойлеві, масляні фракції та гудрон, які одержують на них, використовують як сировину процесів подальшої (вторинної) переробки їх з одержанням палив, мастил, коксу, бітумів та інших нафтопродуктів.

Сучасні процеси перегонки нафти є комбінованими з процесами зневоднення та знесолення, вторинної перегонки і стабілізації бензинової фракції: ЕЛЗУ-АТ, ЕЛЗУ-АВТ, ЕЛЗУ-АВТ-вторинна перегонка та ін. (рис. 11.7).

Діапазон потужностей вітчизняних установок перегонки нафти – від 0,5 до 8 млн т/рік нафти. Переваги установок великої одиничної потужності очевидні: висока продуктивність праці та низькі капітальні й експлуатаційні витрати в порівнянні з установками малої продуктивності. Ще більш істотні економічні переваги досягаються комбінуванням АТ і АВТ (або ЕЛЗУ-АТ і ЕЛЗУ-АВТ) з іншими технологічними процесами, такими як газофракціонування, гідроочищення паливних і газойлевих фракцій, каталітичний риформінг, каталітичний крекінг, очищення масляних фракцій.

Враховуючи, що, по-перше, – сьогодні в експлуатації також перебувають АТ і АВТ установки конструкції початку ХХ ст. та наступних поколінь, а по-друге – був чіткий територіальний розподіл та узгодження роботи підприємств нафтогазопереробного комплексу, вітчизняні установки перегонки нафти, що зараз працюють на території України, характеризуються великою різноманітністю схем перегонки, різноманітним асортиментом товарних фракцій. Навіть при однаковій продуктивності ректифікаційні колони мають різні розміри, неоднакову кількість та різні типи тарілок; по-різному вирішені схеми теплообміну, холодного, гарячого та циркуляційного зрошення, а також системи створення вакууму. Тому нижче будуть представлені лише принципові технологічні схеми окремих блоків (секцій), що входять до складу високопродуктивних сучасних типових установок перегонки нафти.



Рисунок 11.7 – Комбінована установка ЕЛЗУ-АВТ на Лисичанському НПЗ («ГНК-ВР»)

Блок атмосферної перегонки нафти установки ЕЛЗУ-АВТ

При виборі технологічної схеми та режиму атмосферної перегонки нафти керуються головним чином її фракційним складом, і насамперед вмістом у ній газів та бензинових фракцій [11].

Перегонку стабілізованої нафти постійного складу з невеликою кількістю розчинених газів (до 1,2% по C_4 включно), відносно невисоким вмістом бензину (12 – 15 %) і виходом фракцій до 350 °С не більш 45 % енергетично найбільш вигідно здійснювати на установках (блоках) АТ за схемою з однократним випаровуванням, тобто з однією складною ректифікаційною колоною з бічними відпарними секціями. Установки такого типу широко застосовують на закордонних НПЗ. Вони прості та компактні, завдяки здійсненню спільного

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

випаровування легких і важких фракцій потребують мінімальної температури нагрівання нафти для забезпечення заданої частки відгону, характеризуються низькими енергетичними витратами і металомісткістю. Основний їх недолік – менша технологічна гнучкість і знижений (на 2,5 – 3,0%) відбір світлих нафтопродуктів, крім того, у порівнянні з двоколонною схемою, вони потребують більш якісної підготовки нафти.

Для перегонки легких груп нафти з високим вмістом розчинених газів (1,5 – 2,2 %), бензинових фракцій (до 20 – 30 %) і фракцій до 350 °С (50 – 60 %) доцільно застосовувати атмосферну перегонку двократно випаровування, тобто установки з попередньою відбензинувальною колоною та складною ректифікаційною колоною з бічними відпарними секціями для розділення частково відбензиненої нафти на паливні фракції і мазут.

Двоколонні установки атмосферної перегонки нафти найбільш поширені у вітчизняній нафтопереробці. Вони мають достатню технологічну гнучкість, універсальність і здатність переробляти нафти різного фракційного складу, тому що перша колона, в якій відбирається 50 – 60% бензину від потенціалу, виконує функції стабілізатора, згладжує коливання у фракційному складі нафти і забезпечує стабільну роботу основної ректифікаційної колони. Застосування відбензинувальної колони дозволяє також знизити тиск на насосі подачі сировини, частково запобігти корозії складної колони, розвантажити піч від легких фракцій, одночасно дещо зменшити необхідну її теплову потужність.

Недоліками двоколонної АТ є більш висока температура нагрівання відбензиненої нафти, необхідність підтримки температури низу першої колони гарячим струменем, на що потрібні витрати додаткової енергії. Крім того, установка обладнана додатковою апаратурою: колоною, насосами, конденсаторами-холодильниками і т.д.

Блок атмосферної перегонки нафти високопродуктивної установки ЕЛЗУ-АВТ функціонує за схемою двократно випаровування та двократної ректифікації (рис.11.8).

Зневоднена та знесолена на ЕЛЗУ нафта додатково підігрівається в теплообмінниках і надходить на розділення у колону часткового відбензинювання *K-1*.

Вуглеводневий газ і легкий бензин, що відходять з верху цієї колони, конденсуються та охолоджуються в

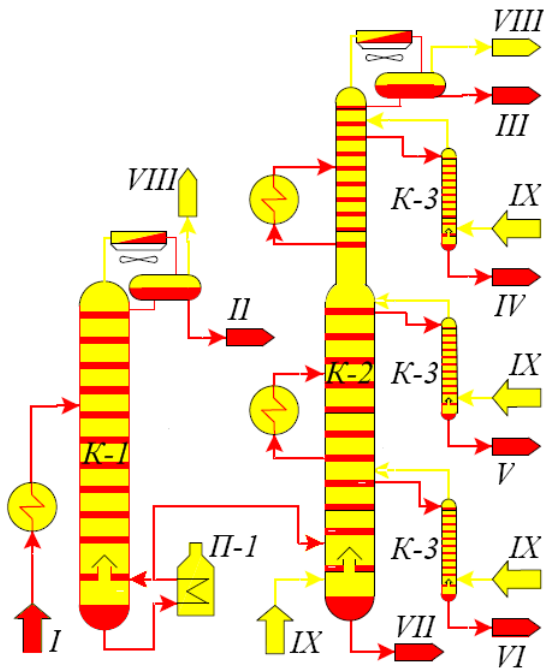


Рисунок 11.8 - Принципова схема блоку атмосферної перегонки нафти установки ЕЛЗУ-АВТ:

I – нафта з ЕЛЗУ; *II* – легкий бензин;
III – важкий бензин; *IV* – фракція 180 – 220 °С; *V* – фракція 220 – 280 °С;
VI – фракція 280 – 350 °С; *VII* – мазут;
VIII – газ; *IX* – водяна пара

апаратах повітряного і водяного охолодження та надходять у ємність зрошення. Частина конденсату повертається на верх колони 1 як гостре зрошення. Відбензинена нафта з низу колони *K-1* подається в трубчасту піч *П-1*, де нагрівається до необхідної температури і надходить в атмосферну колону *K-2*. Частина відбензиненої нафти з печі *П-1* повертається до низу колони *K-1* гарячим струменем. З верху колони *K-2* відбирається важкий бензин, а збоку через відпарні колони *K-3* виводяться паливні фракції 180 – 220 (230) °С, 220 (230) – 280 °С і 280 – 350 °С. Атмосферна колона, крім гострого зрошення, має два циркуляційних зрошення, якими відводиться тепло нижче тарілок відбору фракцій 180 – 220 °С і 220 – 280 °С. У нижні частини атмосферної та відпарних колон подається перегріта водяна пара для відпарювання легкокиплячих фракцій. З низу атмосферної колони виводиться мазут, який направляється на блок вакуумної перегонки. Матеріальний баланс, технологічний режим і характеристика ректифікаційних колон блока атмосферної перегонки нафти (залежно від типу нафти, що переганяється, і структури випуску товарних нафтопродуктів на різних НПЗ одержують фракції, які дещо відрізняються за температурними межами википання) наведено у відповідних довідниках.

Практикою експлуатації промислових установок АТ і АВТ було виявлено такі недоліки схеми, наведеної на рис. 11.8:

- не забезпечуються проєктні показники за температурою підігрівання нафти на вході в колону *K-1*, тим самим і за відбиранням легкого бензину в ній;
- спосіб регулювання температури низу колони *K-1* за допомогою гарячого струменя через піч вимагає підвищених енерговитрат на циркуляцію відбензиненої нафти.

Для інтенсифікації роботи колони *K-1* на кількох НПЗ були переобв'язані теплообмінники за сировиною і теплоносієм з метою підвищення температури підігрівання нафти на вході в колону.

Блок стабілізації та вторинної перегонки бензину ЕЛЗУ-АВТ

У фракціях легкого та важкого бензинів, що відбираються з верху відповідно відбензинювальної й атмосферної колон (відповідно до рис. 11.8), утримуються розчинені вуглеводневі гази ($C_1 - C_4$). Тому прямгонні бензини повинні спочатку пройти стабілізацію з виділенням сухого ($C_1 - C_2$) та зрідженого ($C_2 - C_4$) газів і подальшим їх раціональним використанням.

Прямгонні бензини після попередньої стабілізації не можуть бути використані безпосередньо як автомобільні бензини внаслідок їх низької детонаційної стійкості. Для регулювання пускових властивостей і пружності парів товарних автобензинів, як правило, використовується тільки головна фракція бензину н.к. – 62 (85 °С), яка має до того ж досить високу детонаційну стійкість.

Для подальшої переробки стабілізовані бензини піддають вторинній перегонці на фракції, які направляють як сировину для процесів каталітичного риформінгу з метою отримання високооктанового компонента автобензинів або індивідуальних ароматичних вуглеводнів – бензолу, толуолу та ксилолів. Під час виробництва ароматичних вуглеводнів вихідний бензин розділяють на такі фракції з температурними межами википання: 62 – 85 °С (бензолну), 85 – 105

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

(120 °С) (толуольну) і 105 (120) – 140 °С (ксилольну). При паливному напрямку переробки прямогонні бензини досить розділити на дві фракції: н.к. – 85 °С та 85 – 180 °С.

Для стабілізації та вторинної перегонки прямогонних бензинів з отриманням сировини каталітичного риформінгу паливного напрямку застосовують в основному двоколонні схеми, що містять колону стабілізації та колону вторинної перегонки бензину на фракції н.к. – 85 °С і 85 – 180 °С. Найбільш економічно вигідною схемою розділення стабілізованого бензину на вузькі ароматикоутворювальні фракції визнана послідовно-паралельна схема з'єднання колон вторинної перегонки, як це наведено в блоці стабілізації та вторинної перегонки установки ЕЛЗУ-АВТ на рис. 11.9.

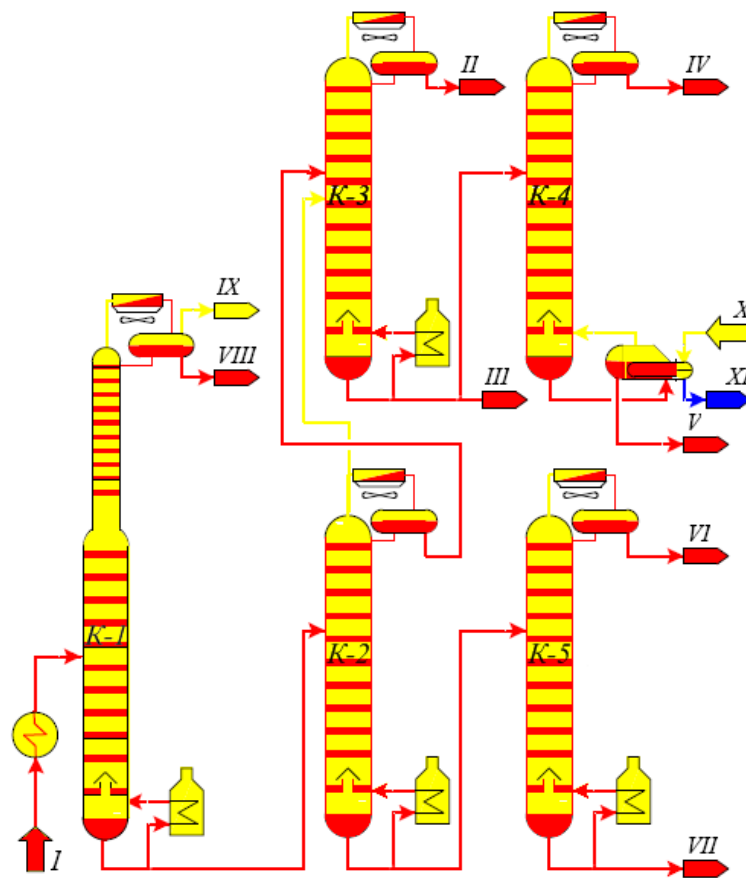


Рисунок 11.9 – Принципова схема блока стабілізації та вторинної перегонки бензину установки ЕЛЗУ-АВТ:

I – нестабільний бензин; II – фракція 5–62 °С; III – фракція 65 – 105 °С; IV – фракція 62 – 85 °С; V – фракція 85 – 105 °С; VI – фракція 105 – 140 °С; VII – фракція 140 – 180 °С; VIII – зріджена фракція C₂ – C₄; IX – сухий газ (C₁ – C₂); X – водяна пара; XI – вода

Згідно з цією схемою прямогонний бензин після стабілізації розділяється спочатку на дві проміжні фракції (н.к. – 105 °С та 105 – 180 °С), кожна з яких потім направляється на подальше розділення на вузькі цільові фракції.

Як видно з рис. 11.9, нестабільний бензин з блока АТ після нагрівання в теплообміннику надходить у колону стабілізації (дебутанізатор) K-1. З верху цієї колони відбирають зріджені гази C₂ – C₄, які проходять конденсатор-холодильник і надходять у газосепаратор. Частина конденсату повертається до

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

колони *K-1* як гостре зрошення, а балансова кількість виводиться з установки. Підведення тепла в низ дебутанізатора здійснюється гарячим струменем підігрітого в печі стабільного бензину. Зі стабільного (дебутанізованого) бензину в колоні *K-2* відбирають фракцію $C_5 - 105\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пари цієї фракції конденсують в апараті повітряного охолодження. Частину конденсату повертають у колону *K-2* як гостре зрошення, а балансову частину направляють у колону *K-6*. Крім того, частину парів верху колони *K-2* подають без конденсації в колону *K-6*. З верху колони *K-3* відбирають фракцію $C_5 - 62\text{ }^{\circ}\text{C}$, з куба $62 - 105\text{ }^{\circ}\text{C}$, яка може виводитися з установки як цільова або направлятися в колону *K-4* для розділення на фракції $62 - 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ (бензолу) і $85 - 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ (толуолу).

Залишок колони *K-2* (фракцію $105 - 180\text{ }^{\circ}\text{C}$) направляють на розділення у колону *K-5* на фракції $105 - 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ та $140 - 180\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тепло в низ колони *K-4* підводять через кип'ятильник, а інших колон вторинної перегонки (*K-2*, *K-3* і *K-5*) – з гарячим струменем підігрітого в печі кубового залишку цих колон.

Сучасні установки первинної переробки найчастіше є комбінованими та можуть поєднувати в собі перелічені вище процеси в різній конфігурації (рис.11.10).



Рисунок 11.10 – Блоки атмосферної перегонки нафти та вторинної перегонки бензину Кременчуцького НПЗ (АТ «Укртатнафта»)

ВАКУУМНА ДИСТИЛЯЦІЯ

Блок вакуумної перегонки мазуту установки ЕЛЗУ-АВТ

Основне призначення установки (блока) вакуумної перегонки мазуту паливного профілю – одержання вакуумного газойлю широкого фракційного складу ($350 - 500\text{ }^{\circ}\text{C}$), що використовується як сировина для установок каталітичного крекінгу, гідрокрекінгу або піролізу та у деяких випадках – термічного крекінгу з одержанням дистильного крекінг-залишку, який направляється далі на коксування з метою отримання високоякісних нафтових коксів.

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

Про чіткість розділення мазуту, як правило, роблять висновок за фракційним складом та кольором вакуумного газойлю. Останній показник побічно характеризує вміст смолисто-асфальтенових речовин, тобто коксівність і вміст металів. Метали, особливо нікель і ванадій, впливають на активність, селективність і термін служби каталізаторів процесів гідрооблагороджування та каталітичної переробки газойлей. Тому під час експлуатації промислових установок ВТ винятково важливо зменшити винос рідини (гудрону) до концентраційної секції вакуумної колони у вигляді бризок, піни та туману. Внаслідок цього вакуумні колони за паливним варіантом мають при невеликій кількості тарілок (або невисокому шарі насадки) розвинену секцію живлення: відбійники з сіток і промивні тарілки, де здійснюється рециркуляція затемненого продукту. Для запобігання потраплянню металоорганічних сполук у вакуумний газойль іноді до сировини у невеликих кількостях додають антипінну присадку типу силуксан.



Рисунок 11.11 – Блок вакуумної перегонки мазуту установки первинної перегонки нафти на Херсонському НПЗ (НК «Альянс»)

У процесах вакуумної перегонки, крім проблеми винос рідини, значна увага приділяється забезпеченню сприятливих умов для максимального відбору цільового продукту без помітного його розкладання. Багаторічним досвідом експлуатації промислових установок ВТ встановлено, що нагрівання мазуту в печі вище 420 – 425 °С викликає інтенсивне утворення газів розкладання, закоксування і прогоряння труб печі, обсмолення вакуумного газойлю. При цьому чим важча нафта, тим більш інтенсивно відбуваються газоутворення і термодеструкція високомолекулярних сполук сировини. Внаслідок цього під час нагрівання мазуту до максимально допустимої температури зменшують час його перебування в печі, влаштовуючи багатопоточні змійовики (до чотирьох), застосовують печі двостороннього опромінення, у змійовик печі подають

водяну пару і зменшують довжину трансферного трубопроводу (між піччю та вакуумною колоною). Для зниження температури низу колони здійснюють рецикл (квенчинг) частково охолодженого гудрону. З метою зниження тиску на ділянці випаровування печі кінцеві змійовики виконують з труб більшого діаметра та зменшують перепад висоти між введенням мазуту в колону і виходом його з печі. У вакуумній колоні застосовують обмежену кількість тарілок з низьким гідравлічним опором або насадку, використовують системи створення вакууму, які забезпечують досить глибокий вакуум. Кількість тарілок у відгінній секції також має бути обмеженою, щоб забезпечити малий час перебування нагрітого гудрону. З цією метою одночасно зменшують діаметр куба колон.

У процесах вакуумної перегонки мазуту за паливним варіантом переважно використовують схему однократного випаровування, застосовуючи одну складну ректифікаційну колону з виведенням дистильатних фракцій через відпарні колони або без них (рис.11.11). При використанні відпарних колон по висоті основної вакуумної колони виконують кілька циркуляційних зрошень.

Принципова схема блока вакуумної перегонки мазуту установки ЕЛЗУ-АВТ-6 наведена на рис.11.12.

Мазут, який відбирається з низу атмосферної колони блока АТ, прокачується паралельними потоками через піч П-1 у вакуумну колону К-1.

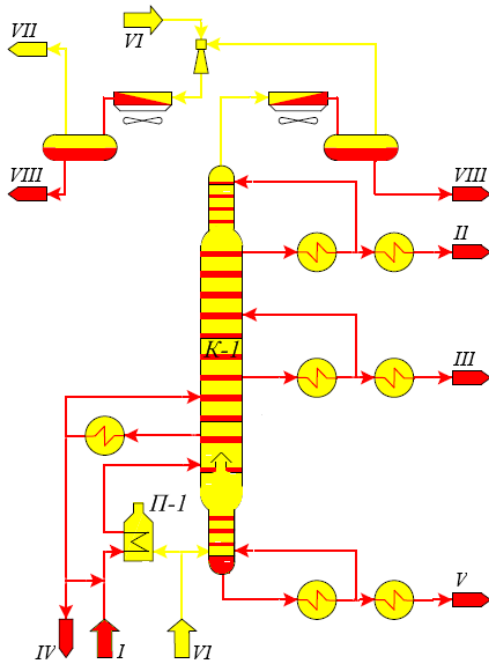


Рисунок 11.12 - Принципова схема блока вакуумної перегонки мазуту установки ЕЛЗУ-АВТ:

I – мазут з АТ; II – легкий вакуумний газойль; III – вакуумний газойль; IV – затемнена фракція; V – гудрон; VI – водяна пара; VII – гази розкладання; VIII – конденсат (вода або нафтопродукт)

Суміш нафтових і водяних парів, гази розкладання зверху вакуумної колони надходять у систему створення вакууму. Після конденсації та охолодження в конденсаторі-холодильнику вона розділяється в газосепараторі на газову та рідинну фази. Гази відсмоктуються триступінчастим пароежекторним вакуумним насосом, а конденсати надходять у відстійник для відділення нафтопродукту від водного конденсату. Верхнім бічним погоном вакуумної колони відбирають фракцію легкого вакуумного газойлю (соляр). Частина його після охолодження в теплообмінниках повертається на верх колони як верхнє циркуляційне зрошення. Другим бічним погоном відбирають широку газойлеву (масляну) фракцію. Частина її після охолодження використовується як середнє циркуляційне зрошення вакуумної колони. Балансова кількість цільового продукту вакуумного газойлю після теплообмінників і холодильників

виводиться з установки та направляється на подальшу переробку. З нижньої тарілки концентраційної частини колони відводиться затемнена фракція, частину якої використовують як нижнє циркуляційне зрошення, а друга частина може відводитися з установки або використовуватися як рецикл разом із завантаженням вакуумної печі. З низу вакуумної колони відбирають гудрон і після охолодження направляють на подальшу переробку. Частина гудрону після охолодження в теплообміннику повертається в низ колони як квенчинг. У низ вакуумної колони та змійовик печі подається водяна пара.

У технології вакуумної перегонки мазуту за масляним варіантом є такі особливості. Основне призначення процесу вакуумної перегонки мазуту масляного профілю (ВТМ) – одержання вузьких масляних фракцій заданої в'язкості, що є базовою основою для отримання товарних масел шляхом подальшого багатоступінчастого очищення від небажаних компонентів (смолистих, асфальтенових сполук, поліциклічних ароматичних вуглеводнів, твердих парафінів).

Більшість показників якості (в'язкість, індекс в'язкості, здатність до нагароутворення, температура спалаху та інші) товарних масел, а також техніко-економічні показники процесів очищення масляного виробництва багато в чому визначаються якістю вихідної нафти та її масляних фракцій. Тому в процесах ВТМ, у порівнянні з вакуумною перегонкою паливного профілю, ставляться більш суттєві вимоги до чіткості поділу та вибору сировини. Для отримання масел високої якості з такої нафти рекомендується одержувати вузькі 50-градусні масляні фракції (350 – 400 °С; 400 – 450 °С і 450 – 500 °С) з мінімальним накладанням температур кипіння суміжних дистилятів (не більше 30 – 60 °С). Для забезпечення необхідної чіткості погоноподілу на ректифікаційних колонах ВТМ встановлюють більшу кількість тарілок (до 8 на кожний дистилят), застосовують відпарні секції; поряд з одноколонними широко застосовують двоколонні схеми (двократного випаровування за дистилятом) перегонки (рис.11.13).

Необхідно зазначити, що одноколонні ВТМ переважають двоколонні за капітальними та експлуатаційними витратами, але поступають за чіткістю погоноподілу (налягання температур кипіння між суміжними дистилятами досягає 70 – 130 °С). У той же час бажане підвищення чіткості ректифікації шляхом збільшення кількості тарілок не досягається внаслідок зниження при цьому глибини вакууму в секції живлення колони.

Під час роботи установки ВТМ за схемою, зображеною на рис. 11.13, а, тиск у секції живлення колони підтримується близько 13 – 33 кПа при тиску вгорі 6 – 10 кПа та температурі нагрівання мазуту не вище 420 °С. У низ колони подається 5 – 10 % водяної пари (на гудрон). Під час роботи ВТМ за схемою, наведено на рис.11.13, б, не обов'язково мати в другій колоні глибокий вакуум, більший ефект розділення в ній досягається збільшенням загальної кількості тарілок. Температура нагрівання мазуту на вході в першу колону 400 – 420 °С та широкої масляної фракції в другому ступені вакуумної перегонки – 350 – 360 °С.

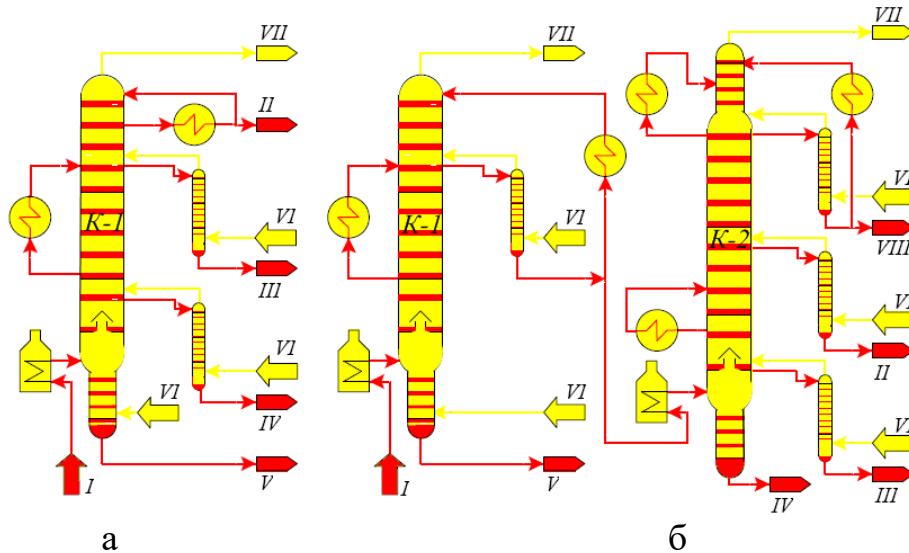


Рисунок 11.13 – Схеми одноколонної (а) і двоколонної (б) перегонки мазуту за масляним варіантом:

I – мазут; II, III і IV – відповідно малов'язкий, середньов'язкий і високов'язкий дистиляти; V – гудрон; VI – водяна пара; VII – неконденсовані гази і водяна пара; VIII – легкий вакуумний газойль

11.2.2 Вторинна переробка нафти

Термодеструктивні процеси

Загальні відомості про термічні процеси переробки нафтової сировини

Під термічними процесами мають на увазі процеси хімічних перетворень нафтової сировини – сукупності реакцій крекінгу (розпаду) й ущільнення, які здійснюються термічно, тобто без застосування каталізаторів.

Основні параметри термічних процесів, що впливають на асортимент, матеріальний баланс і якість продуктів, які одержуються – якість сировини, тиск, температура та тривалість термолізу.

У сучасній нафтопереробці застосовують такі типи термічних процесів [11]:

1. Термічний крекінг висококиплячої дистилятної або залишкової сировини при підвищеному тиску 2 – 4 МПа і температурі 500 – 540 °С з одержанням газу і рідинних продуктів. З початку виникнення і до середини ХХ ст. основним призначенням цього «відомого» у свій час процесу було одержання з важких нафтових залишків додаткової кількості бензинів, що мають, у порівнянні із прямогонними, підвищену детонаційну стійкість, але низьку хімічну стабільність. У зв'язку з впровадженням і розвитком таких більш ефективних каталітичних процесів, як каталітичний крекінг, каталітичний риформінг, алкілування та ін., процес термічного крекінгу залишкової сировини як «бензиновиробний» нині втратив своє промислове значення. Сьогодні термічний крекінг застосовують переважно як процес термопідготовки дистилятних видів сировини для установок коксування та виробництва термогазойлю. Стосовно до важких нафтових залишків

промислове значення в сучасній нафтопереробці має лише різновид цього процесу, що одержав назву вісбрекінгу – процес легкого крекінгу з обмеженою глибиною термолізу, що проводиться при занижених тиску (1,5 – 3 МПа) і температурі з цільовим призначенням зниження в'язкості котельного палива.

2. Коксування – тривалий процес термолізу важких залишків або ароматизованих висококиплячих дистилатів при невисокому тиску і температурі 470 – 540 °С. Основне цільове призначення коксування – виробництво нафтових коксів різних марок залежно від якості сировини, що переробляється. Побічні продукти коксування – малоцінний газ, бензини низької якості та газойлі.

3. Піроліз – високотемпературний (750 – 800 °С) термоліз газоподібної, легкої або середньодистилатної вуглеводневої сировини, проведений за низького тиску і винятково малої тривалості. Основним цільовим призначенням піролізу є виробництво газів, що містять олефіни. Як побічний продукт при піролізі отримують високоароматизовану рідину широкого фракційного складу зі значним вмістом неграничних вуглеводнів.

4. Процес одержання технічного вуглецю (сажі) – винятково високотемпературний (понад 1200 °С) термоліз важкої високоароматизованої дистилатної сировини, проведений за низького тиску і малої тривалості. Цей процес можна розглядати як твердий піроліз, спрямований не на одержання газів, що містять олефіни, а на виробництво твердого високодисперсного вуглецю – продукту глибокого термічного розкладання вуглеводневої сировини, по суті, на складові елементи.

5. Процес одержання нафтових пеків (пекування) – новий процес термолізу (карбонізації) важкої дистилатної або залишкової сировини, який впроваджується у вітчизняну нафтопереробку і проводиться при зниженому тиску, помірній температурі (360 – 420 °С) і значній тривалості. Крім цільового продукту (пеку), у процесі отримують гази і гасо-газойлеві фракції.

6. Процес одержання нафтових бітумів – середньотемпературний тривалий процес окисної дегідроконденсації (карбонізації) важких нафтових залишків (гудронів, асфальтитів деасфальтизації), який проводиться при атмосферному тиску і температурі 250 – 300 °С.

Далі буде розглянуто лише установки термічного крекінгу дистилатної сировини, вісбрекінгу важкої сировини, сповільненого коксування та піролізу нафтової сировини, які мають місце у схемах вторинної переробки НПЗ, розташованих на території України.

Коротка характеристика сировини термодеструктивних процесів

Як сировину термодеструктивних процесів нафтопереробки, крім піролізу, використовують залишки прямої перегонки (мазути, напівгудрони, гудрони), термічного крекінгу, піролізу (смоли), деасфальтизації (деасфальтизат або асфальтит) і висококиплячі ароматизовані концентрати та газойлі, які одержують на основі дистилатних продуктів (екстракти масляного виробництва, важкі газойлі каталітичного крекінгу, коксування, дистилатні крекінг-залишки та інші).

У процесах піролізу найкращим видом сировини є парафінові вуглеводні, що дають максимальний вихід олефінів: газоподібні (етан, пропан, бутан і їх суміші) та рідкі (низькооктанові бензини і гасо-газойлеві фракції).

Важкі нафтові залишки (ВНЗ) – це винятково складна багатокomпонентна і полідисперсна за молекулярною масою суміш високомолекулярних вуглеводнів і гетеросполук, що містять, крім вуглецю і водню, сірку, азот, кисень і такі метали, як ванадій, нікель, залізо, молібден та інші. Основними компонентами первинних (нативних) важких нафтових залишків є масла, смоли (мальтени) та асфальтени. У вторинних важких нафтових залишках, що направляють на термодеструктивну переробку, можуть бути, крім перелічених компонентів, карбени та карбоїди.

Установка термічного крекінгу дистилятної сировини

Як вже вище відзначено, процес термічного крекінгу важких нафтових залишків останніми роками у світовій нафтопереробці практично втратив своє «бензиновиробне» значення. Сьогодні цей процес отримав нове призначення – термopідготовка дистилятних видів сировини для установок коксування та виробництва термогазойлю – сировини для подальшого одержання технічного вуглецю (сажі).

Як сировину установки термічного крекінгу дистилятної сировини (ТКДС) переважно використовують ароматизовані висококиплячі дистиляти: важкі газойлі каталітичного крекінгу, важку смолу піролізу та екстракти селективного очищення масел. При термічному крекінгу дистилятної сировини за рахунок переважного перебігу реакцій дегідроконденсації аренів, що утворюються під час крекінгу парафіно-нафтових вуглеводнів, а також утримуються у вихідній сировині, відбувається подальша ароматизація сировини.

Основними цільовими продуктами термічного крекінгу дистилятної сировини є термогазойль (фракція 200 – 480 °С) і дистилятний крекінг-залишок, що є сировиною установок уповільненого коксування з метою одержання високоякісного коксу, наприклад голчастої структури. У процесі одержують також газ і бензинову фракцію. Найбільш важливими показниками якості термогазойлю є індекс кореляції, вміст сірки, коксівність, фракційний склад, в'язкість і температура застигання. Вихід сажі та її дисперсність залежать насамперед від індексу кореляції термогазойлю. Тому споживачі сажової сировини ставлять підвищені вимоги до її ароматизованості та густини. У термогазойлі обмежуються коксівність, зольність і вміст смолисто-асфальтенових речовин. Крім термічної ароматизації, індекс кореляції термогазойлю можна значно підвищити шляхом вакуумної перегонки продукту термічного крекінгу дистилятної сировини. При цьому одночасно з підвищенням якості термогазойлю відбувається збільшення його виходу майже вдвічі. У зв'язку з цим на кількох НПЗ установки ТКДС були дообладнані вакуумною колоною.

За технологічним оформленням установки ТКДС практично не відрізняються від своїх попередників – установок двопічного крекінгу нафтових залишків бензинового профілю. Це пояснюється тим, що у зв'язку з втратою

«бензиновиробного» призначення крекінг-установок з'явилася можливість для використання їх без істотної реконструкції за новим призначенням, перейнявши при цьому суттєвий досвід багаторічної експлуатації таких нелегких у керуванні процесів. Причому перехід на дистилятну сировину, яка вигідно відрізняється від залишкової меншою схильністю до закоксовування, значно полегшує експлуатацію установок ТКДС.

Ще в ранній період створення крекінг-процесів було встановлено, що при однократному крекінгу не вдається досягти необхідної глибини термолізу важкої сировини через небезпеку закоксовування змішаних печі та виносних реакційних апаратів. Суттєвим досягненням в удосконаленні їх технології було розроблення двопічних систем термічного крекінгу, в яких в одній з печей проводять м'який крекінг вихідної сировини, що легко розщеплюється, а в другій – твердий крекінг більш термостійких середніх фракцій термолізу. На сучасних установках ТКДС збережено принцип дворазового селективного крекінгу вихідної сировини та середніх фракцій крекінгу, які рециркулюють, що дозволяє досягти необхідної глибини ароматизації термогазойлю.

Принципова технологічна схема установки термічного крекінгу дистилятної сировини для виробництва вакуумного термогазойлю наведена на рис. 11.14.

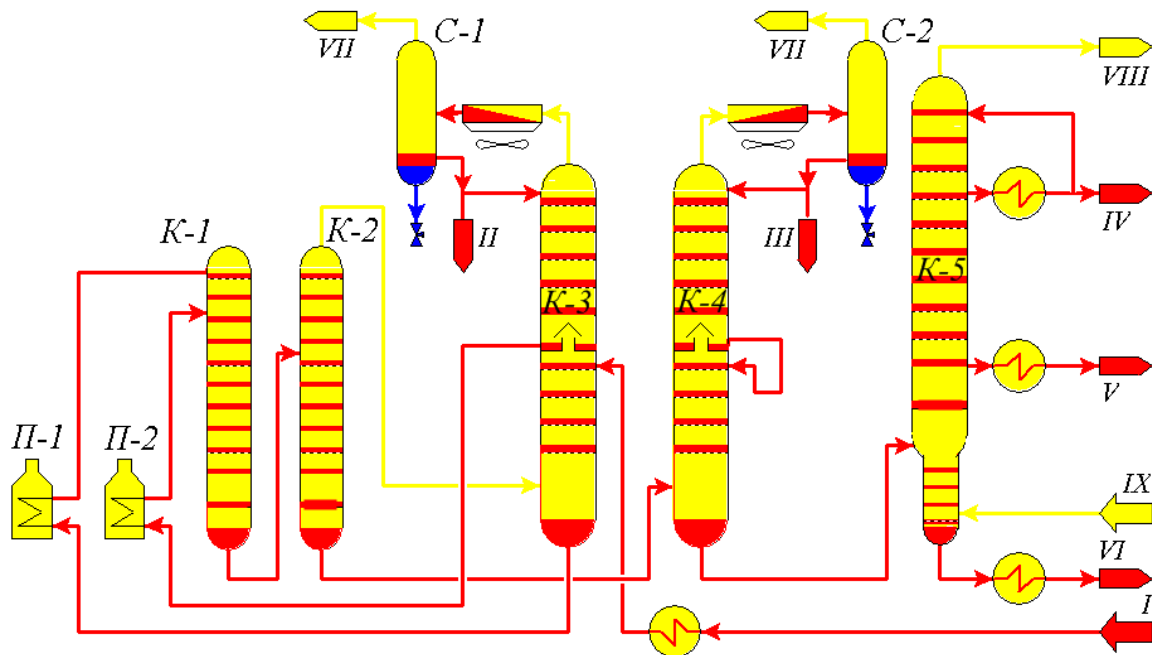


Рисунок 11.14 – Принципова технологічна схема установки термічного крекінгу дистилятної сировини (ТКДС):

I – сировина; II – бензин на стабілізацію; III – важкий бензин з K-4; IV – вакуумний відгін; V – термогазойль; VI – крекінг-залишок; VII – гази на газофракціонувальну установку (ГФУ); VIII – гази та водяна пара до вакуум-системи; IX – водяна пара

Установка складається з таких секцій: реакторне відділення, що включає печі крекінгу важкої (П-1) і легкої сировини (П-2) та виносну реакційну колону (K-1); відділення поділу продуктів крекінгу, яке містить випарники високого (K-2) і низького (K-4) тиску для відділення крекінг-залишку, комбіновану

ректифікаційну колону високого тиску (*K-3*), вакуумну колону (*K-5*) для відбору вакуумного термогазойля і важкого крекінг-залишку та газосепараторів (*C-1* і *C-2*) для відділення газу від нестабільного бензину.

Вихідну сировину після нагрівання в теплообмінниках подають у нижню секцію колони *K-3*. Комбінована ректифікаційна колона високого тиску *K-3* розділена на дві секції напівглухою тарілкою, яка дозволяє перейти у верхню секцію тільки парам. Продукти конденсації парів крекінгу у верхній секції накопичуються в акумуляторі (кишені) усередині колони. Потоки важкої і легкої сировини, що відбираються відповідно з низу та з акумулятора *K-3*, подають у змійовики трубчастих печей *П-1* і *П-2*, де нагрівають до температури відповідно 500 °С і 550 °С і далі направляють для поглиблення крекінгу до виносної реакційної камери *K-1*. Продукти крекінгу потім подають у випарник високого тиску *K-2*, крекінг-залишок і термогазойль через редуційний клапан – у випарник низького тиску *K-4*, а гази і пари бензино-гасових фракцій – у колону *K-3*. Гази та пари бензинової фракції, що відходять з верху *K-3* і *K-4*, охолоджують у конденсаторі-холодильнику і подають у газосепаратори *C-1* і *C-2*. Гази направляють на розділення на газофракціонуючу установку (ГФУ), а балансову кількість бензинів – на стабілізацію. Крекінг-залишок, відведений з низу *K-4*, піддають вакуумній розгонці в колоні *K-5* на вакуумний термогазойль і вакуум-відігнаний дистилятний крекінг-залишок.

Установки вісбрекінгу важкої сировини

Найбільш поширений спосіб поліпшення переробки нафти – це вакуумна перегонка мазуту й роздільна переробка вакуумного газойлю (каталітичним і гідрокрекінгом) та гудрону. Гудрон, який отримується, зокрема, в процесі глибоковакуумної перегонки, не може бути безпосередньо використаний як котельне паливо внаслідок високої в'язкості. Для одержання товарного котельного палива з таких гудронів без їх переробки потрібна велика витрата дистилятних розріджувачів, що зводить практично на нуль досягнуте вакуумною перегонкою поліпшення переробки нафти. Найбільш простий спосіб неглибокої переробки гудронів це вісбрекінг з метою зниження в'язкості, що зменшує витрату розріджувача на 20 – 25% (мас.), а також відповідно загальну кількість котельного палива. Зазвичай сировиною для вісбрекінгу є гудрон, але можлива і переробка важкої нафти, мазуту, навіть асфальтів процесів деасфальтизації. Вісбрекінг проводять при менш жорстких умовах, ніж термокрекінг, унаслідок того, що, по-перше, переробляють більш важку сировину, яка легше розщеплюється; по-друге, допустима глибина крекінгу обмежується початком коксоутворення (температура 440 – 500 °С, тиск 1,4 – 3,5 МПа).

Останніми роками в розвитку вісбрекінгу в нашій країні та за кордоном визначилися два основні напрямки:

1. «Пічний» (або вісбрекінг у печі з сокінг-секцією), в якому висока температура (480 – 500 °С) поєднується з коротким часом перебування (1,5 – 2 хв).

2. Вісбрекінг із виносною реакційною камерою, який, у свою чергу, може розрізнятися за способом подачі сировини в реактор на вісбрекінг із висхідним потоком та вниз спадаючим потоком.

У вісбрекінгу другого типу необхідний ступінь конверсії досягається при більш м'якому температурному режимі (430 – 450 °С) і тривалому часі перебування (10 – 15 хв). Низькотемпературний вісбрекінг із реакційною камерою більш економічний, тому що при одному й тому самому ступені конверсії теплове навантаження на піч нижче. Однак при «пічному» крекінгу виходить більш стабільний крекінг-залишок з меншим виходом газу і бензину, але зате з підвищеним виходом газойлевих фракцій. Останніми роками спостерігається стійка тенденція обважнення сировини вісбрекінгу у зв'язку з підвищенням глибини відбору дистильованих фракцій і залученням до переробки залишків більш важкої нафти з високим вмістом асфальто-смолистих речовин підвищеної в'язкості та коксівності, що суттєво ускладнює їх переробку. Вітчизняні установки вісбрекінгу, які зараз експлуатують, дещо відрізняються між собою, оскільки були побудовані або за типовим проектом, або шляхом реконструкції установок АТ та термічного крекінгу. Різняться вони за кількістю та типом печей, колон, наявністю або відсутністю виносної реакційної камери (рис.11.15).



Рисунок 11.15 – Установа вісбрекінгу (ВАТ «Одеський НПЗ»)

Принципова технологічна схема типової установки пічного вісбрекінгу гудрону наведена на рис.11.16. Залишкову сировину (гудрон) прокачують через теплообмінники, де нагрівають до температури 300 °С за рахунок тепла продуктів, що відходять, та направляють у нагрівально-реакційні змішувачі паралельно працюючим печам. Продукти вісбрекінгу відводять з печей при температурі 500 °С та охолоджують подачею квенчінгу (вісбрекінг залишку) до температури 430 °С та направляють у нижню секцію ректифікаційної колони *K-1*. Зверху цієї колони відводять парогазову суміш, яку після охолодження і конденсації в конденсаторах-холодильниках подають у газосепаратор *C-1*, де розділяють на газ, воду і бензинову фракцію. Частина бензину використовують для зрошення верху *K-1*, а балансову кількість направляють на стабілізацію. З акумулятора *K-1* через відпарну колону *K-2* виводять фракцію легкого газойлю (200 – 350 °С) і після охолодження в холодильниках направляють на

змішування з вісбрекінг-залишком або виводять з установки. Частина легкого газойлю використовують для створення проміжного циркуляційного зрошення колони *K-1*. Кубова рідина з *K-1* надходить самопливом у колону *K-3*. За рахунок зниження тиску з 0,4 МПа до 0,1 – 0,05 МПа та подачі водяної пари до перетоку з *K-1* у *K-3* відбувається випарення легких фракцій. Парогазова суміш, відведена з верху *K-3*, після охолодження та конденсації надходить у газосепаратор *C-2*. Гази з нього направляють до форсунок печей, а легку флегму повертають у колону *K-1*. З акумулятора *K-3* відводять важку флегму, яку змішують з початковим гудроном, який направляється в печі. Залишок вісбрекінгу з низу *K-3* після охолодження в теплообмінниках і холодильниках відводять з установки.

На кількох НПЗ шляхом реконструкції установок термічного крекінгу розроблена та освоєна технологія комбінованого процесу вісбрекінгу гудрону та вакуумної перегонки крекінг-залишку на легкий і важкий вакуумні газойлі та важкий вісбрекінг-залишок. Цільовим продуктом процесу є важкий вакуумний газойль, який має високу густину (940 – 990 кг/м³), містить 20 – 40 % поліциклічних вуглеводнів, та може використовуватися як сировина для одержання високоіндексного термогазойлю або електродного коксу, а також як сировина процесів каталітичного або гідрокрекінгу і термокрекінгу як без, так і з попереднім гідроочищенням. Легкий вакуумний газойль використовують переважно як розріджувач важкого гудрону. У важкому вісбрекінг-залишку

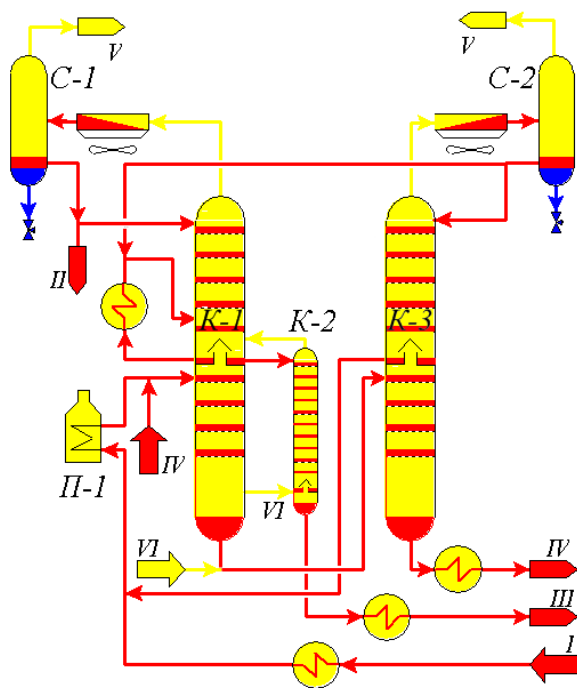


Рисунок 11.16 – Принципова технологічна схема установки вісбрекінгу гудрону:

I – сировина; *II* – бензин на стабілізацію;
III – газо-газойлева фракція;
IV – вісбрекінг-залишок; *V* – гази на ГФУ;
VI – водяна пара

концентровані поліциклічні ароматичні вуглеводні, смоли та асфальтени. Для підвищення ступеня ароматизації газойлевих фракцій і зниження виходу залишку процес вісбрекінгу доцільно проводити при максимально можливій високій температурі та скороченому часі перебування. Комбінування вісбрекінгу з вакуумною перегонкою дозволяє підвищити глибину переробки нафти без застосування вторинних каталітичних процесів, скоротити вихід залишку на 35 – 40 %.

Установки сповільненого коксування

Серед термічних процесів найбільше поширення в нашій країні та за кордоном одержав процес уповільненого коксування, який дозволяє переробляти різноманітні види твердих нафтових залишків з виробництвом продуктів, що знаходять досить кваліфіковане застосування в різних галузях народного господарства.

Існують також інші різновиди процесів коксування твердих нафтових залишків: періодичне коксування в кубах і коксування у псевдозрідженому шарі порошкоподібного коксу. Останні знайшли обмежене застосування. Тут розглядаються тільки установки уповільненого коксування.

Основне цільове призначення установок уповільненого коксування – виробництво великокускового нафтового коксу. Найбільш масовими споживачами нафтового коксу у світі й у нашій країні є виробництва анодної маси та обпалених анодів для алюмінієвої промисловості й графітованих електродів для електросталеплавлення. Широке застосування знаходить нафтовий кокс під час виготовлення конструкційних матеріалів, у виробництві кольорових металів, кремнію, абразивних (карбідних) матеріалів, у хімічній та електротехнічній промисловості, космонавтиці, ядерній енергетиці та інших. Крім коксу на установках сповільненого коксування одержують гази, бензинову фракцію і коксові (газойлеві) дистиляти. Гази коксування використовують як технологічне паливо або направляють на ГФУ для вилучення пропан-бутанової фракції, яка є коштовною сировиною для нафтохімічного синтезу. Отримувані в процесі коксування бензинові фракції характеризуються невисокими октановими числами і низькою хімічною стабільністю, підвищеним вмістом сірки (до 0,5% (мас.)). Тому для них необхідне додаткове гідрогенізаційне та каталітичне облагороджування. Коксові дистиляти можуть бути використані без або після гідрооблагородження як компоненти дизельного, газотурбінного та суднового палив, як сировина каталітичного або гідрокрекінгу, для виробництва малозольного електродного коксу, термогазойлю і т.д. Процес уповільненого коксування був протягом ХХ ст. та залишається й у цей час одним зі способів поліпшення переробки нафти, що обумовлюється як великою потребою в коксі, так і відсутністю дешевих каталітичних методів переробки важких нафтових залишків через високий вміст у них металів каталізаторів.

Сировиною установок коксування є залишки перегонки нафти (мазути, гудрони), виробництва масел (асфальти, екстракти), терموкаталітичних процесів (крекінг-залишки, важка смола піролізу, важкий газойль каталітичного крекінгу та інші). Крім того, за кордоном використовують кам'яновугільні пеки, сланцеву смолу, важкі нафти з бітумінозних пісків тощо. Основними показниками якості сировини є густина, коксівність за Конрадсоном, вміст сірки та металів і груповий хімічний склад. Коксівність сировини визначає насамперед вихід коксу, який практично лінійно змінюється залежно від цього показника. При уповільненому коксуванні залишкової сировини вихід коксу становить 1,5 – 1,6 від коксівності сировини. Залежно від призначення до нафтових коксів ставлять різні вимоги. Основними показниками якості коксів є вміст сірки, золи, гранулометричний склад, пористість, дійсна густина, механічна міцність, мікроструктура та інші.

Назва «уповільнене» у процесі коксування пов'язана з особливими умовами роботи реакційних змішувачів трубчастих печей і реакторів (камер) коксування. Сировину необхідно попередньо нагріти у печі до високої температури (470 – 510 °С), а потім подати до ізольованих зовні коксових

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

камер, що не обігріваються, в яких коксування відбувається за рахунок тепла, що надходить із сировиною. Оскільки сировина – це важкий залишок, багатий на смоли та асфальтени (тобто коксогенні компоненти), є суттєва небезпека, що при такій високій температурі вона закоксується в змійовиках самої печі. Тому для забезпечення нормальної роботи реакційної печі процес коксування повинен бути «затриманий» доти, поки сировина, нагрівшись до необхідної температури, не потрапить у коксові камери. Це досягається завдяки забезпеченню невеликої тривалості нагрівання сировини в печі (за рахунок високої питомої теплонапруженості радіантних труб), високої швидкості руху по трубах печі, спеціальної її конструкції, подачі турбулізатора і т.д. Крім того, небезпека закоксовування реакційної апаратури залежить і від якості вихідної сировини, насамперед від її агрегативної стійкості. Так, важка сировина, збагачена асфальтенами, але з низьким вмістом поліциклічних ароматичних вуглеводнів, характеризується низькою агрегативною стійкістю, і вона швидко розшаровується у змійовиках печі, що є причиною коксовідкладень та прогару труб. Для підвищення агрегативної стійкості на сучасних установках уповільненого коксування до сировини додають такі ароматизовані концентрати, як екстракти масляного виробництва, важкі газойлі каталітичного крекінгу, важку смолу піролізу. Процес уповільненого коксування є безперервним за подачею сировини на коксування та за виходом газоподібних і дистильованих продуктів, але періодичним за вивантаженням коксу з камер.

Установки уповільненого коксування містять у собі два відділення:

- нагрівально-реакційно-фракціонуюче, де здійснюється власне технологічний процес коксування сировини і фракціонування його продуктів;
- відділення механічної обробки коксу, де здійснюється його вивантаження, сортування та транспортування.

Залежно від продуктивності установки уповільненого коксування відрізняються кількістю та розмірами коксових камер, кількістю та потужністю нагрівальних печей (рис. 11.17). На установках першого покоління прийняті печі шатрового типу та дві (три) камери коксування (діаметр 4,6 м, висота 27 м), що працюють по черзі за одноблоковим варіантом. Установки уповільненого коксування наступних поколінь переважно є двоблоковими чотирикамерними, що працюють попарно. На сучасних модернізованих установках



Рисунок 11.17 – Установа уповільненого коксування на Херсонському НПЗ

уповільненого коксування використовують печі об'ємно-настильного та вертикально-факельного полум'я і коксові камери більших розмірів (діаметр 5,5 – 7,0 м, висота 27 – 30 м). Вони забезпечують високий ступінь механізації та автоматизації процесу.

За технологічним оформленням установки уповільненого коксування усіх типів відрізняються між собою несуттєво і переважно працюють за такою типовою схемою: сировина → нагрівання у конвекційній секції печі → нагрівання у нижній секції ректифікаційної колони теплом продуктів коксування → нагрівання вторинної сировини в радіантній секції печі → коксові камери → фракціонування.

Принципова технологічна схема нагрівально-реакційно-фракціонуючої секції двоблокової установки уповільненого коксування подана на рис. 11.18. Сировину (гудрон, крекінг-залишок або їх суміш) нагрівають у теплообмінниках і конвекційних змішувачах печей та направляють на верхню каскадну тарілку колони *K-1*. Частину сировини подають на нижню каскадну тарілку для регулювання коефіцієнта рисайклу, а під нижню каскадну тарілку цієї колони подають гарячі гази і пари продуктів коксування з коксових камер. У результаті контакту сировини з висхідним потоком газів і парів продуктів коксування сировина нагрівається (до температури 390 – 405 °С), при цьому низькокиплячі її фракції випаровуються, а важкі фракції парів конденсуються і змішуються із сировиною, утворюючи так звану вторинну сировину. Вторинну сировину з низу колони *K-1* відкачують пічним насосом і направляють у реакційні змішувачі печей, розташовані в радіантній їх частині. У печей вторинна сировина нагрівається до 490 – 510 °С і надходить через чотириходові крани двома паралельними потоками у дві працюючі камери. Дві інші камери в цей час перебувають у циклі підготовки. Входячи в низ камер, гаряча сировина поступово заповнює їх. Унаслідок того, що об'єм камер великий, час перебування сировини в них також тривалий, там і відбувається крекінг сировини. Пари продуктів коксування безупинно надходять з камер у колону *K-1*, а обважений залишок затримується в камері. Рідкий залишок поступово перетворюється на кокс.

Фракціонуюча частина установки уповільненого коксування містить основну ректифікаційну колону *K-1*, відпарні колони *K-2* і *K-3*, фракціонуючий абсорбер *K-4* для деетанізації газів коксування та колону стабілізації бензину *K-5*. Колону *K-1* розділяють напівглухою тарілкою на дві частини: нижню (є ніби конденсатором змішання, а не відгінною секцією колони) і верхню (виконує функцію концентраційної секції ректифікаційних колон). У верхній частині *K-1* здійснюють розділення продуктів коксування на газ, бензин, легкий і важкий газойлі. У колоні *K-1* температурний режим регулюється верхнім гострим і проміжним циркуляційними зрошеннями. Легкий і важкий газойлі виводять через відпарні колони відповідно *K-2* і *K-3*. Гази і нестабільний бензин із сепаратора *S-1* направляють у фракціонуючий абсорбер *K-6*. У верхню частину *K-4* подають охолоджений стабільний бензин, у нижню частину підводять тепло за допомогою кип'ятильника з паровим простором. З

верху *K-4* виводять сухий газ, а знизу – насичений нестабільний бензин, який направляють на стабілізацію в колону *K-5*, де від нього відганяють головку (пропан-бутанова фракція). Стабільний бензин охолоджують, очищають від сірчистих сполук лужним промиванням і виводять з установки.

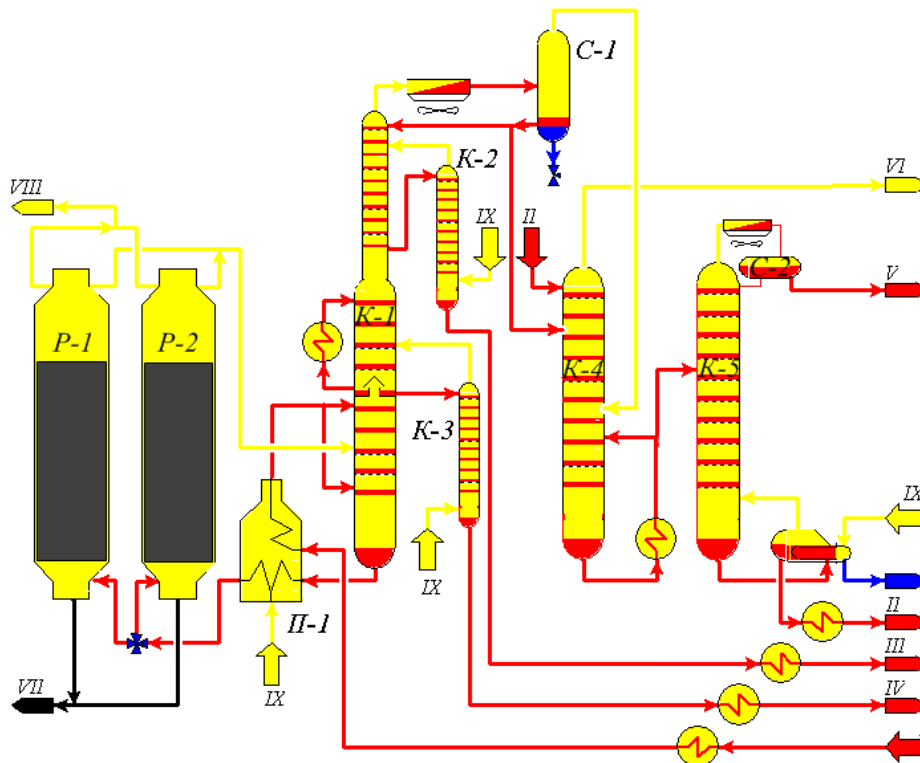


Рисунок 11.18 – Принципова технологічна схема двоблокової установки уповільненого коксування:

I – сировина; II – стабільний бензин; III – легкий газойль; IV – важкий газойль; V – головка стабілізації; VI – сухий газ; VII – кокс; VIII – пара відпарювання камер; IX – водяна пара

Коксові камери працюють за циклічним графіком. У них послідовно чергуються цикли: коксування, охолодження коксу, вивантаження його та розігрівання камер. Коли камера заповниться приблизно на 70 – 80% по висоті, потік сировини за допомогою перемикальних кранів переводять в іншу камеру. Заповнену коксом камеру продувають водяною парою для видалення рідких продуктів і нафтових парів. Видалені продукти надходять спочатку в колону *K-1*. Після того як температура коксу знизиться до 400 – 405 °С, потік парів відключають від колони і направляють у скрубер. Водяною парою кокс охолоджують до 200 °С, після чого в камеру подають воду. Після охолодження кокс із камер вивантажують. Для цієї операції застосовують гідралічний метод. Шари коксу руйнують струменем води тиском 10 – 15 МПа. Над кожною камерою встановлюють бурові вишки висотою 40 м, призначені для підвищення бурового обладнання. На вишці закріплюють гідродолото, за допомогою якого в шарі коксу пробурюють центральний отвір. Потім гідродолото замінюють гідрорізаком, оснащеним соплами, з яких подають сильні струмені води, спрямовані до стінок камери. Гідрорізак пересувається по камері, повністю видаляючи зі стінок кокс. Далі кокс надходить у відділення

внутрішньоустановочної обробки і транспортування, де здійснюється подрібнення, сортування на три фракції та транспортування в склади. Коксову камеру, з якої вивантажено кокс, спресовують і прогрівають спочатку гострою водяною парою, потім гарячими парами продуктів коксування з працюючої камери до температури 360 – 370 °С і після цього перемикають у робочий цикл коксування. Підготовчі операції установок уповільненого коксування займають 24 – 34 год. На відміну від безперервних нафтохімічних процесів у реакційних камерах установок уповільненого коксування хімічні перетворення здійснюються в нестационарному режимі з періодичними коливаннями параметрів процесу, насамперед температури і часу. Тривалість термолізу в рідинній фазі змінюється від максимального значення з початку заповнення камери до мінімального у момент перемикавання на підготовчий цикл. На характер зміни температурного режиму по висоті і перерізу камери впливає ендотермічність сумарного процесу термолізу, а також величина втрат тепла в навколишнє середовище. Ця обставина обумовлює мінливість якості продуктів коксування з часом, у тому числі коксу по висоті камери. Так, верхній шар коксу характеризується високою пористістю, низькою механічною міцністю і високим вмістом летких речовин (тобто кокс недококований). Установлено, що найбільш міцний кокс із низьким вмістом летких речовин знаходиться в середині по висоті й перерізу камери.

У модернізованих багатотоннажних установках уповільненого коксування для створення умов, що гарантують одержання стабільного за якістю електродного коксу, передбачено підведення додаткового тепла в коксові камери у вигляді парів важкого газойлю коксування. Для цієї мети частину важкого газойлю, що відбирається з акумулятора *K-1*, після нагрівання в спеціальних змійовиках печі до температури 520 °С подають у камери разом із вторинною сировиною. Подача перегрітого важкого газойлю в камери триває також після припинення подачі сировини протягом 6 годин.

З метою інтенсифікації електросталеплавильних процесів останніми роками широко застосовують високоякісні графітовані електроди, які працюють при високих питомих навантаженнях по струму. Одержати такі електроди можна лише на основі спеціального малозольного і малосірчастого, так званого голчастого коксу. Тільки голчастий кокс може забезпечити такі необхідні властивості спеціальних електродів, як низький коефіцієнт термічного розширення і висока електропровідність. Голчастий кокс за своїми властивостями суттєво відрізняється від рядового електродного яскраво вираженою анізотропією волокон, низьким вмістом гетеродомішок, високою питомою густиною і гарною графітованістю.

Традиційною сировиною для виробництва голчастого коксу є малосірчасті ароматизовані дистилятні залишки термічного крекінгу, газойлей каталітичного крекінгу, екстрактів масляного виробництва, важкої смоли піролізу вуглеводнів, а також кам'яновугільної смоли. Апаратурне оформлення установки коксування для одержання голчастого коксу таке саме, як на звичайних установках уповільненого коксування. Температурний режим коксування під час виробництва голчастого коксу приблизно такий самий, як при одержанні

рядового коксу, тільки дещо вищі кратність рециркуляції та тиск у реакторах. Гартування голчастого коксу, у порівнянні з рядовим, проводиться при більш високих температурах (1400 – 1500 °С). Виробництво голчастого коксу вимагає обов'язкової наявності на НПЗ установки термічного крекінгу дистилятної сировини та установки уповільненого коксування. Наявні на заводі ароматизовані залишки пропускають через термічний крекінг під підвищеним тиском (6 – 8 МПа) з метою подальшої ароматизації та підвищення коксівності залишку. Далі дистилятний крекінг-залишок направляють на установку уповільненого коксування. З сірчистих гудронів дистилятний крекінг-залишок для виробництва голчастого коксу можна одержати шляхом термічного крекінгування гудрону, вакуумної перегонки крекінг-залишку з подальшим гідроочищенням важкого крекінгового вакуумного газойлю. Для цього можна використовувати також процес деасфальтизації залишків. Отриманий деасфальтизат далі подають на гідроочищення і термічний крекінг дистилятної сировини.

Установки піролізу нафтової сировини

Процеси піролізу одержали в сучасній світовій нафтохімії винятково велике поширення. Призначенням процесів піролізу є виробництво нижчих олефінів, переважно етилену, які є цінною сировиною для синтезу найважливіших нафтохімічних продуктів.

Процес піролізу залежно від цільового призначення може бути спрямований на максимальний вихід етилену (етиленові установки), пропілену або бутіленів і бутадієну. Поряд з газом у процесі утворюється деяка кількість рідкого продукту, що містить значні кількості моноциклічних (бензол, толуол, ксилоли) і поліциклічних (нафталін, антрацен) ароматичних вуглеводнів. Етилен, який одержується у результаті піролізу, використовують для виробництва оксиду етилену, етилового спирту, полімерів (поліетилену), стиролу, пластмас. Пропілен є вихідним мономером для виробництва поліпропілену, акрилонітрилу і бутадієну. Основні напрямки використання рідких продуктів піролізу – одержання бензолу та інших ароматичних вуглеводнів, нафтополімерних смол як компонента автобензинів, котлових палив, сировини для виробництва технічного вуглецю, пеків, високоякісних коксів. Сировиною в процесах піролізу є газоподібні та рідкі вуглеводні: гази, легкі бензинові фракції, газоконденсати, рафінації каталітичного риформінгу та рідше гасо-газойлеві фракції. Від сировини і технологічного режиму піролізу залежить вихід продуктів. Найбільший вихід етилену отримується під час піролізу етану. У міру обважнення сировини вихід етилену знижується і збільшується вихід рідких продуктів – смоли піролізу.

З технологічних параметрів на вихід нижчих олефінів найбільший вплив здійснюють температура, час контакту і парціальний тиск вуглеводнів у реакційній зоні.

Принципова технологічна схема установки піролізу наведена на рис.11.19.

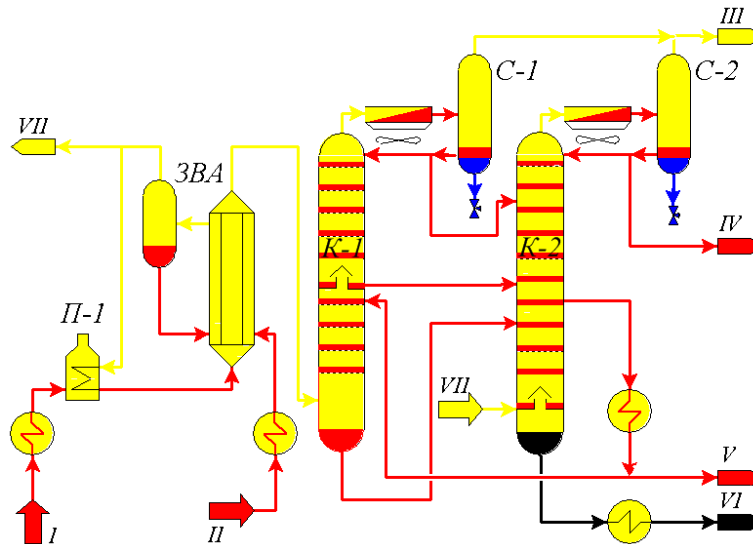


Рисунок 11.19 – Принципова схема установки піролізу бензину:
 I – сировина; II – конденсат; III – гази піролізу; IV – бензинова фракція (н.к. – 150 °С);
 V – легка смола; VI – важка смола; VII – водяна пара

Сировиною установки є фракція 62 – 180 °С прямогонного бензину та фракція 62 – 140 °С бензину-рафінату каталітичного риформінгу. Передбачено також піроліз етану і пропану, які одержуються у процесі і з заводських ГФУ. Бензин після нагрівання в теплообмінниках подається в дев'ять паралельно працюючих трубчастих печей, а етан-пропанова фракція – у десятю піч (рис.11.20).

На виході з камери конвекції в сировину вводиться водяна пара в кількості 50 % (мас.) за бензином та 30 % (мас.) за етан-пропаном.

Температура на виході зі змійовиків печей 810 – 840 °С, тривалість реакції 0,3 – 0,6 с. Продукти піролізу далі надходять у труби загартівно-випарних апаратів ЗВА. Охолоджені до 400 °С піропродукти потім направляються в низ промивної колони *K-1*, де при контакті з охолодженим квенчінгом (фракцією 150 – 250 °С) охолоджуються до 180 °С і відмиваються від твердих частинок вуглецю. Важкий конденсат із низу *K-1* подається на ректифікацію в колону *K-2*. Гази і пари, які піднімаються з нижньої частини *K-1*, проходять напівглуху тарілку і направляються для ректифікації на верхніх тарілках колони. Конденсат з акумулятора *K-1* подається також у колону *K-2*. Пірогаз із парами легких фракцій піроконденсату, які виходять з верху колони *K-1*, охолоджуються у водяному холодильнику до 30 °С і надходять у газосепаратор *C-1*. Легкий конденсат подається на зрошення з верху *K-1* і на ректифікацію в *K-2*. Пірогаз, що відведено з верху *K-1* подається на моноетаноламінове очищення і далі на ГФУ. З колони *K-2* виводяться з установки піробензин (фракція н.к. – 150 °С), легка (150 – 250 °С) і важка (вище 250 °С) смола. Частина легкої смоли циркулює як квенчінг через колону *K-1*.

Термокatalітичні процеси

Каталіз – багатостадійний фізико-хімічний процес вибіркової зміни механізму та швидкості термодинамічно можливих хімічних реакцій

речовиною (каталізатором), яка утворює з продуктами реакцій проміжні хімічні сполуки.

Каталітичний крекінг

Процес каталітичного крекінгу є одним із найпоширеніших багатотоннажних процесів поглибленої переробки нафти і значною мірою визначає техніко-економічні показники сучасних і перспективних НПЗ паливного профілю.

Основне цільове призначення каталітичного крекінгу – виробництво з максимально високим виходом (до 50 % і більше) високооктанового бензину і дорогих зріджених газів – сировини для подальших виробництв високооктанових компонентів бензинів, а також сировини для нафтохімічних виробництв. Отриманий у процесі легкий газойль використовують зазвичай як компонент дизельного палива, а важкий газойль із високим вмістом



Рисунок 11.20 – Блок печей установки піролізу

поліциклічних ароматичних вуглеводнів – як сировина для виробництва технічного вуглецю або високоякісного електродного коксу (голчастого).

Як сировину в процесі каталітичного крекінгу протягом багатьох десятиліть традиційно використовували вакуумний дистилят (газойль) широкого фракційного складу (350 – 500 °С). У багатьох випадках у сировину крекінгу зтягаються газойлеві фракції термодеструктивних процесів, гідрокрекінгу, рафінації процесів

деасфальтизації мазутів і гудронів, напівпродукти масляного виробництва та інші. Останніми роками у світовій нафтопереробці спостерігається тенденція до безперервного обважнення сировини. На сучасних закордонних установках перейшли до переробки глибоковакуумних газойлів з температурою кінця кипіння 540 – 620 °С. На спеціально запроєктованих установках каталітичному крекінгу піддають залишкову сировину: мазути і навіть гудрони або їх суміші з дистилятною сировиною без або після попереднього облагороджування гідроочищенням, деасфальтизацією або деметалізацією.

До фракційного складу сировини процесу ставляться такі вимоги:

– практично повна відсутність бензино-лігроїнових фракцій, оскільки в умовах крекінгу вони зазнають незначних перетворень, до того ж нерационально завантажують реакційний апарат і негативно впливають на октанове число бензину;

– обмежений (до 10 %) вміст фракцій, що википають до 350 °С;

– обмежена температура кінця кипіння (500 – 620 °С), що обумовлюється концентруванням у висококиплячих фракціях коксогенних компонентів сировини (смоли і асфальтени) та гетероорганічних сполук і металів.

Груповий хімічний склад сировини більш значно впливає на вихід і якість продуктів крекінгу. У більшості вакуумних газойлів, які направляють на каталітичний крекінг, залежно від типу вихідної нафти вміст у них групових

компонентів коливається в досить широких межах: парафінових – 15 – 35 %, нафтових – 20 – 40 % і ароматичних – 15 – 60 %. Найкращою для каталітичного крекінгу за виходом цільових продуктів (бензину та зріджених газів) є сировина з перевагою парафінових і нафтових вуглеводнів. Поліциклічні ароматичні вуглеводні та смоли сировини в умовах крекінгу дають мало бензину і багато важких фракцій та коксу. Сірчисті та кисневі сполуки одностипної за хімічним складом сировини не виявляють істотного впливу на матеріальний баланс каталітичного крекінгу, але погіршують якість продуктів. Однак слід зазначити, що зі збільшенням вмісту гетероорганічних сполук у сировині, як правило, одночасно підвищується вміст у ній поліциклічних вуглеводнів і смол.

До компонентів, зворотно дезактивууючих каталізатори крекінгу, відносять поліциклічні ароматичні вуглеводні, смоли, асфальтени та азотисті сполуки сировини. Про зворотно дезактивууючу здатність сировини можна робити висновки побічно за густиною, а кількісно – за значенням коксівності. Як правило, чим вища коксівність сировини, тим більший вихід коксу на каталізаторі. Зазвичай на установках каталітичного крекінгу переважно переробляють типову сировину (вакуумний газойль 350 – 500 °С) із коксівністю не більш 0,3 – 0,5 % (мас.). Якщо регенератор має запас потужності за масою коксу, що спалюється, то може бути використана сировина з коксівністю до 2 – 3 % (мас.). На спеціальних установках, призначених для крекінгу залишкової сировини, що мають системи відведення тепла з регенератора, допускається коксівність сировини до 5 % (мас.). Зворотними отрутами для алюмосилікатних каталізаторів є азотисті основи. Вони міцно адсорбуються на кислотних активних центрах і блокують їх. При однакових основних властивостях більш дезактивууючий вплив на каталізатор здійснюють азотисті сполуки більшої молекулярної маси. Після випалювання коксу активність отруєного азотистими сполуками каталізатора повністю відновлюється. Каталізатори на основі цеоліту, завдяки молекулярно-ситовим властивостям, отруюються азотом у значно меншій мірі, ніж аморфні алюмосилікатні.

Металоорганічні сполуки, що втримуються переважно у висококиплячих і особливо залишкових фракціях нафти, відносять до незворотно дезактивууючих компонентів сировини крекінгу. Блокуючи активні центри каталізатора, вони негативно впливають не тільки на його активність, але й на селективність. Так, у міру збільшення вмісту нікелю і ванадію, що є дегідруючими металами, у продуктах крекінгу інтенсивно зростає вихід водню і сухих газів, а вихід бензину суттєво знижується.

На установках каталітичного крекінгу, на яких не передбачено спеціальні пристрої вловлювання або пасивації отруйної дії металів, вміст їх у сировині нормується не більш 2 г/т. Для переробки сировини з коксівністю більше 10 % (мас.), вмістом металів 10 – 30 г/т і більше потрібна обов'язкова її попередня підготовка. Підготовка здійснюється з метою зниження вмісту металів і коксогенних компонентів у сировині настільки, щоб її подальша каталітична переробка була б більш економічна, тобто при помірних габаритах

регенератора і без надмірної витрати дорогоцінного каталізатора. З процесів облагороджування сировини каталітичного крекінгу в цей час широко застосовують каталітичне гідроочищення переважно вакуумних газойлів і більш важкої сировини з обмеженим вмістом металів. З упродовження у промисловому масштабі в нафтопереробці методів некаталітичної підготовки залишкових видів сировини слід зазначити процеси сольвентної та термоадсорбційної деасфальтизації і деметалізації.

Каталізатори сучасних багатотоннажних процесів каталітичного крекінгу, здійснюваних при високих температурах (500 – 800 °С) у режимі інтенсивного масо- і теплообміну в апаратах з рухомим або псевдозрідженим шаром каталізатора, повинні мати не тільки високі активність, селективність і термостабільність, а й задовольняти підвищені вимоги до них з регенераційних, механічних і деяких інших експлуатаційних властивостей. Промислові каталізатори крекінгу – це складні багатоконпонентні системи, що складаються з матриці (носія), активного компонента (цеоліту), допоміжних активних і неактивних домішок.

Результати каталітичного крекінгу визначаються у цілому такими показниками, як глибина перетворення (конверсії) сировини, вихід цільових продуктів і їх якість.

Під глибиною перетворення сировини прийнято вважати сумарний вихід продуктів, що відрізняються від вихідної сировини фракційним складом. Під час крекінгу традиційної сировини (вакуумного газойлю (фракція 350 – 500 °С)) такими продуктами є газ, бензин, дизельна фракція (легкий газойль) та кокс. Важкий газойль, що википає в тому самому температурному діапазоні, що й сировина, звичайно приймають як не перетворену частину сировини, хоча він відрізняється від останньої за хімічним складом.

Цільовими продуктами процесу каталітичного крекінгу, як зазначалося вище, є бензин і зріджений газ. Кокс, хоч і фігурує в матеріальному балансі процесу (разом із втратами), але не виводиться з установки і повністю згоряє в регенераторі, забезпечуючи тепловий баланс реакторного блока.

Необхідні глибина конверсії сировини і якість цільових продуктів каталітичного крекінгу досягаються керуванням технологічним процесом шляхом регулювання його оперативних параметрів.

До нерегульованих параметрів каталітичного крекінгу можна віднести якість сировини, якість каталізатора (наприклад, його індекс активності, що визначається виходом бензину зі стандартної сировини на модельній установці), тип і конструкцію реакційних апаратів, що забезпечують заданий відповідно до проекту технологічний режим і продуктивність за сировиною.

До оперативних (регульованих) параметрів відносять, як правило, ті параметри, які входять у кінетичні рівняння (або математичні моделі) хіміко-технологічних процесів, тобто температура, тривалість контакту і концентрація реактантів. Стосовно до процесу каталітичного крекінгу оперативними параметрами реактора є температура в зоні крекінгу, тривалість контакту сировини з каталізатором, кратність циркуляції каталізатора та коефіцієнт рециркуляції залишку крекінгу. Замість тривалості контакту на практиці часто

вживається термін «об'ємна» або «масова швидкість подачі сировини» (відношення кількості сировини, що подається в реактор за одиницю часу, до кількості (об'єму або маси) каталізатора в реакторі). По суті, обернена функція від об'ємної швидкості подачі сировини є тривалість контакту, щоправда, фіктивна, оскільки в цих розрахунках не враховується порізненість шару каталізатора та іноді температура.

Кратність циркуляції каталізатора – параметр, що застосовують тільки до каталітичних процесів, здійснюваних з циркуляцією каталізатора між реактором і регенератором. Кратність циркуляції каталізатора визначають як відношення кількостей каталізатора до сировини, що подається в реактор за одиницю часу. За кінетичною ознакою кратність циркуляції каталізатора характеризує концентрацію каталізатора в реагуючій системі (чим вища кратність циркуляції каталізатора, тим на більшій реакційній поверхні каталізатора здійснюється гетерогенна каталітична реакція). Слід додати, що величина кратності циркуляції каталізатора впливає і на тепловий баланс реакторного блока.

Процеси каталітичного крекінгу найчастіше проводять з рециркуляцією газойлевих фракцій з блока ректифікації продуктів крекінгу на установках раннього покоління із застосуванням аморфних алюмосилікатних каталізаторів, які мають невисоку активність. Рециркуляцію продуктів крекінгу здійснюють з метою збільшення конверсії сировини, а також повернення каталізатора, винесеного з парами продуктів з реактора (каталізаторного шламу). Як рециркуляції при цьому використовували не тільки важкі, а й легкі газойлі.

Тиск у системі реактор-регенератор підтримується практично постійним для певного типу установок. Підвищення тиску дещо погіршує селективність крекінгу і призводить до зростання газо- та коксоутворення.

Варіювання оперативними параметрами каталітичного крекінгу (температура, тривалість контакту, кратність циркуляції) досить помітно впливає на вихідні показники процесу (матеріальний баланс і якість продуктів). Цей вплив доцільно розглядати насамперед з погляду виходу й якості цільових продуктів (бензину та зріджених газів). Найбільш легко регульованим і значущим параметром каталітичного крекінгу є температура. З підвищенням температури швидкості всіх реакцій крекінгу зростають пропорційно енергіям активації їх за законом Арреніуса, тобто температурним коефіцієнтам реакцій. Слід також зазначити, що в процесі крекінгу одночасно з каталітичними реакціями може спостерігатися перебіг небажаних термічних реакцій (енергія активації яких вища, ніж для каталітичних реакцій). У процесі каталітичного крекінгу варіювання тривалості контакту (або те ж саме, що об'ємної (масової) швидкості подачі сировини) обмежене вузькими межами внаслідок необхідності підтримки, з одного боку, заданої продуктивності за сировиною та, з іншого боку, – необхідної глибини конверсії. Зниження (або збільшення) тривалості контакту сировини з каталізатором можна компенсувати відповідним підвищенням (або зниженням) температури крекінгу, як це часто застосовують в деяких хіміко-технологічних процесах, але в тих, у яких проходить одна проста хімічна реакція. У випадку складного багатостадійного

процесу каталітичного крекінгу нафтової сировини через те, що енергія активації окремих первинних і вторинних реакцій крекінгу відрізняється досить суттєво, ідентичної компенсації впливу тривалості контакту та температури на вихід і якість продуктів не може бути досягнуто, за винятком глибини конверсії сировини. Кратність циркуляції каталізатора впливає на конверсію сировини і вихід продуктів приблизно аналогічно впливу тривалості контакту (зі зростанням кратності циркуляції підвищується глибина конверсії приблизно так само, як при збільшенні часу контакту). Виняток становить вихід коксу на сировину, який зростає пропорційно кратності циркуляції, але при цьому питомий вміст коксу на каталізаторі дещо знижується і відповідно зростає середня активність каталізатора. З вищевикладеного випливає, що при варіюванні оперативними параметрами процесу каталітичного крекінгу вихідні показники крекінгу будуть змінюватися за складними і часто екстремальними залежностями. Це обумовлює необхідність оптимізації технологічних параметрів з метою досягнення максимального виходу цільових продуктів високої якості.

Промислові установки каталітичного крекінгу (УКК) мають однотипну схему за фракціонуванням продуктів крекінгу і відрізняються в основному конструктивним оформленням і принципом реакційного блока (рис. 11.21). У вітчизняній нафтопереробці експлуатуються установки різних поколінь трьох типів: із циркулюючим кульковим каталізатором; із киплячим шаром мікросферичного каталізатора та з ліфт-реактором. Основний розвиток отримують комбіновані установки каталітичного крекінгу з ліфт-реактором та їх модифікації. До їх складу, крім власне самої установки каталітичного крекінгу, входять блок гідроочищення сировини крекінгу та блок газофракціонування і стабілізації бензину.

Технологічна схема секцій крекінгу та ректифікації установки з ліфт-реактором подана на рис. 11.22. Гідроочищену сировину після підігрівання в теплообмінниках і печі *П* змішують з рециркулятом та водяною парою і вводять у вузол змішування прямоочного ліфт-реактора *Р-1*. Контактуючи з регенованим гарячим цеолітовим каталізатором, сировина випаровується, зазнає каталізу в ліфт-реакторі і далі надходить у зону форсованого киплячого шару *Р-1*. Продукти реакції відокремлюють від каталізаторного пилу у двоступеневих циклонах і направляють у нижню частину ректифікаційної колони *К-1* на розділення. Закоксований каталізатор з відпарної зони *Р-1* по похилому каталізаторопроводу подають у зону киплячого шару регенератора *Р-2*, де



**Рисунок 11.21 – Реакційний блок
УКК Лисичанського НПЗ
(«ТНК-ВР»)**

здійснюють випалювання коксу в режимі повного окиснення оксиду вуглецю в діоксид. Регенований каталізатор по нижньому похилому каталізаторопроводу далі надходить у вузол змішування ліфт-реактора. Повітря на регенерацію нагнітають повітродувкою. За необхідності його можна нагрівати в топці під тиском.

Димові газы через внутрішні двоступінчасті циклони направляють на утилізацію теплоти (на електрофільтри та казан-утилізатор). У *K-1* для регулювання температурного режиму передбачено верхнє гостре і проміжні циркуляційні (у середній та нижній частинах) зрошення. Відбір легкого та важкого газойлів здійснюють у відпарних колонах *K-2* і *K-3*. Нижня частина колони є відстійником (скрубєром) каталізаторного шламу, який повертають у відпарну зону *P-1*. Частину важкого газойлю подають у вузол змішування ліфт-реактора як рециркулянт. Зверху колони виводять суміш парів бензину, води і газів крекінгу, яку після охолодження та конденсації розділяють у газосепараторі *C-1* на газ та нестабільний бензин, які направляють у блок газофракціонування та стабілізації бензину. Водний конденсат після очищення від сірчистих сполук виводять з установки.

У США, Японії, Китаї, Індонезії, Південній Кореї та країнах Західної Європи впроваджено установки каталітичного крекінгу ліфт-реакторного типу з двоступінчастим регенератором (3-го покоління) для переробки залишкових видів сировини. Загальною характерною рисою цих процесів є наявність у регенераторах холодильників (комбусторів) каталізатора для зняття надлишкового тепла регенерації.

1991 р. в США запропоновано технологію нового (4-го покоління) процесу каталітичного крекінгу з ультракоротким часом контакту, так званий мілісекундний крекінг. Вихідну нагріту та дисперговану сировину вводять перпендикулярно вниз до спадаючого з регенератора потоку каталізатора; крекінг здійснюють на горизонтальному патрубку невеликої довжини; далі продукти реакції та каталізатор подають у сепаратор з циклонами для швидкого розділення. Каталізатор після відпарювання водяною парою направляють у регенератор з киплячим шаром (одно- або двоступінчастий, залежно від коксівності сировини). Малий час контакту (менше 0,1 с) дозволяє значно зменшити частку небажаних вторинних реакцій. У результаті зростає вихід бензину, фракцій $C_3 - C_4$ та знижується вихід газойлевих фракцій. Капітальні витрати на монтаж реактора приблизно на 20 – 30% менші завдяки невеликим розмірам та незначній висоті в порівнянні з ліфт-реакторами.

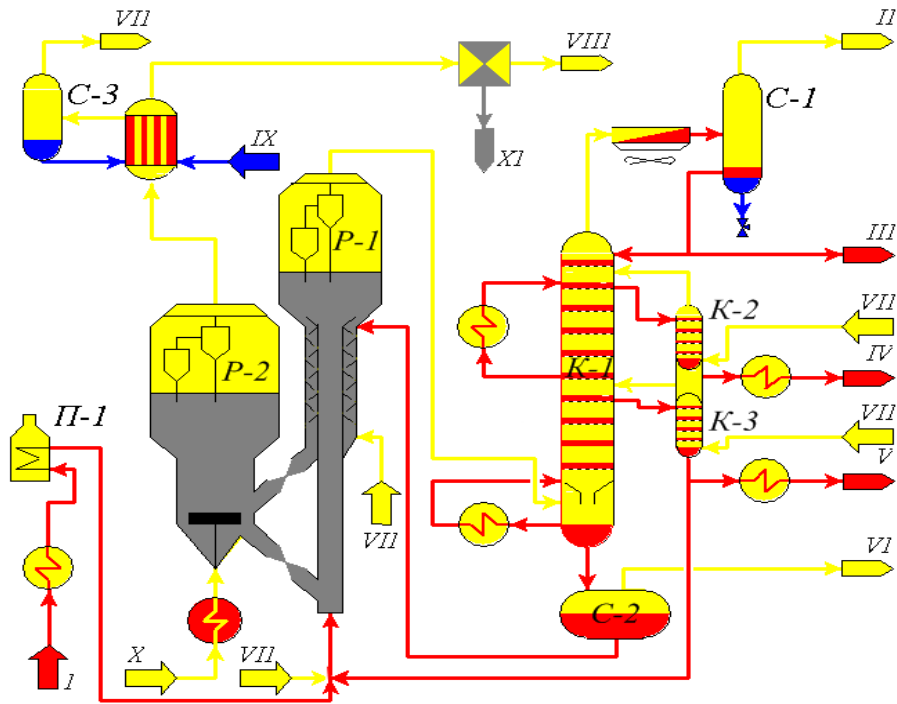


Рисунок 11.22 – Принципова технологічна схема установки каталітичного крекінгу:

I – гідроочищена сировина; II – гази на абсорбційно-газофракціонуючу установку АГ-ФУ; III – нестабільний бензин на стабілізацію; IV – легкий газойль; V – важкий газойль; VI – декантат; VII – водяна пара; VIII – димові гази; IX – вода; X – повітря; XI – каталізаторний пил

Каталітичний риформінг

Процес каталітичного риформінгу призначений для підвищення детонаційної стійкості бензинів і одержання індивідуальних ароматичних вуглеводнів, головним чином бензолу, толуолу, ксилолів, які є сировиною для нафтохімії. Важливе значення має одержання в процесі дешевого газу з вмістом водню для використання в інших гідрокаталітичних процесах. Значення процесів каталітичного риформінгу в нафтопереробці суттєво зросло в 90-ті роки минулого сторіччя у зв'язку з необхідністю виробництва неетилованого високооктанового автобензину. Бензинові фракції нафти містять 60 – 70 % парафінових, 10 % ароматичних та 20 – 30 % п'яти- і шестичленних нафтових вуглеводнів. Серед парафінових переважають вуглеводні нормальної будови та моно-метилзамісні їх ізомери. Нафтени представлені переважно алкілгомологами циклогексану та циклопентану, а ароматичні – алкілбензолами. Такий склад обумовлює низьке октанове число прямогонного бензину. Крім прямогонних бензинів як сировину каталітичного риформінгу використовують бензини вторинних процесів – коксування та термічного крекінгу після їх глибокого гідрооблагородження, а також гідрокрекінгу. Вихід прямогонних бензинів відносно невеликий (близько 15 – 20 % від нафти). Крім того, частину бензинів використовують також для інших цілей (сировина піролізу, виробництво водню, одержання розчинників тощо). Тому загальний об'єм сировини, що переробляється на установках каталітичного риформінгу, не перевищує, як правило, потенційного вмісту бензинових фракцій у нафті.

Якість сировини риформінгу визначається фракційним і хімічним складом бензину. Фракційний склад сировини обирають залежно від цільового призначення процесу. Якщо процес проводять з метою отримання індивідуальних ароматичних вуглеводнів, то для одержання бензолу, толуолу та ксилолів використовують відповідно вуглеводневі фракції, що містять, C_6 (62 – 85 °C), C_7 (85 – 105 °C) та C_8 (105 – 140 °C). Якщо риформінг проводиться з метою одержання високооктанового бензину, то сировиною зазвичай слугує фракція 85 – 180 °C (що відповідає вуглеводням C_7 – C_{10}). Зі збільшенням молярної маси фракції і, отже, її температури кипіння вихід риформату поступово зростає, що особливо помітно при жорстких умовах процесу (495 °C). Тільки під час риформінгу фракцій 120 – 140 °C і 140 – 180 °C вихід риформату практично однаковий. Аналогічна залежність від фракційного складу і молекулярної маси фракції спостерігається за виходом ароматичних вуглеводнів і за октановим числом риформату. Відомо, що температура кипіння ароматичних вуглеводнів на 10 – 15 °C вища, ніж відповідних їм за числом вуглецевих атомів парафінів і нафтенів. Тому, хоча кінцеві фракції бензину ароматизуються легше та глибше, температура кінця кипіння сировини риформінгу повинна бути відповідно нижча. Фракційний склад сировини риформінгу виявляє також істотний вплив на закоксування каталізатора. Важливе значення у процесах риформінгу має хімічний склад сировини. Як правило, зі збільшенням вмісту суми нафтенівих і ароматичних вуглеводнів у сировині вихід риформату та водню зростає.

Оскільки процес риформінгу сильно ендотермічний, його проводять у каскаді трьох-чотирьох реакторів з проміжним підігріванням сировини. У першому по ходу сировини реакторі відбувається в основному сильно ендотермічна реакція дегідрування нафтенів, що проходить із найбільшою швидкістю. В останньому реакторі відбуваються переважно ендотермічні реакції дегідроциклізації та досить інтенсивно екзотермічні реакції гідрокрекінгу парафінів. Тому в першому реакторі спостерігається найбільший (30 – 50 °C), а в останньому – найменший перепад (градієнт) температур між входом у реактор і виходом з нього. Високий температурний градієнт у головних реакторах риформінгу можна знизити, якщо обмежити глибину реакцій ароматизації, що проходять у них. Це може бути досягнуто при заданому температурному режимі тільки зменшенням часу контакту сировини з каталізатором, тобто об'єму каталізатора в них. Тому на промислових установках риформінгу головний реактор має найменший об'єм каталізатора, а хвостовий – найбільший. Для триреакторного блока розподіл об'єму каталізатора за ступенями становить від 1:2:4 до 1:3:7 (залежно від хімічного складу сировини та цільового призначення процесу). Оскільки реакції риформінгу, що складають сумарний процес, мають неоднакові значення енергії активації (найбільше для реакцій гідрокрекінгу і найменше для реакцій ароматизації), то при підвищенні температури більшою мірою прискорюються реакції гідрокрекінгу, ніж реакції ароматизації. Тому зазвичай у каскаді реакторів підтримують режим із підвищенням температури, що дозволяє зменшити роль реакцій гідрокрекінгу в головних реакторах, тим

самим підвищити селективність процесу та збільшити вихід риформату при заданій його якості. Температуру на вході в реактори риформінгу встановлюють на початку реакційного циклу на рівні, що забезпечує задану якість риформату (октанове число або концентрація ароматичних вуглеводнів). Як правило, початкова температура лежить у межах 480 – 500 °С і лише під час роботи в жорстких умовах становить 510 °С. У міру закоксування та зменшення активності каталізатора температуру на вході в реактори поступово підвищують, підтримуючи стабільну якість каталізату, причому середнє значення швидкості піднімання температури за міжрегенераційний цикл становить 0,5 – 2,0 °С на місяць. Максимальна температура нагрівання сировини на вході в останній реактор зі стаціонарним шаром каталізатора сягає 535 °С, а в реакторі установок з безперервною регенерацією – 543 °С.

Тиск є основним поряд із температурою регульованим параметром, що виявляє істотний вплив на вихід і якість продуктів риформінгу. При інших ідентичних параметрах зі зниженням парціального тиску водню зростає як термодинамічно, так і кінетично можлива глибина ароматизації сировини і, що особливо важливо, підвищується селективність перетворень парафінових вуглеводнів, оскільки зниження тиску сприяє проходженню реакцій ароматизації та гальмує реакції гідрокрекінгу.

Кратність циркуляції газу з вмістом водню визначається як відношення об'єму циркулюючого газу, який містить водень, приведенного до нормальних умов, до об'єму сировини, яка проходить через реактори за одиницю часу. Враховуючи, що в циркулюючому газі з вмістом водню концентрація водню змінюється в широких межах (від 65 % до 90 % об.), а молекулярна маса сировини залежить від фракційного та хімічного складу, доцільно користуватися мольним відношенням водневої сировини (іноді моль водню на моль вуглецю сировини). Зі збільшенням мольного відношення водень: сировина знижується швидкість дезактивації каталізаторів риформінгу і, отже, подовжується міжрегенераційний цикл. Однак збільшення кратності циркуляції газу, який містить водень, пов'язане зі значними енерговитратами, зростанням гідравлічного опору та розмірів апаратів і трубопроводів. Вибір цього параметра здійснюють з урахуванням стабільності каталізатора, якості сировини та продуктів, жорсткості процесу та заданої тривалості міжрегенераційного циклу.

Об'ємна швидкість подачі сировини впливає на процес риформінгу як параметр, зворотний часу контакту сировини з каталізатором. Відповідно до закономірностей хімічної кінетики зі збільшенням об'ємної швидкості сировини (тобто зменшенням часу контакту) знижується глибина реакцій ароматизації та ще більш значно знижується глибина реакцій гідрокрекінгу парафінів. При цьому знизиться вихід продуктів гідрокрекінгу – легких вуглеводневих газів і коксу на каталізаторі. Ароматичні вуглеводні будуть утворюватися переважно за рахунок реакцій дегідрування нафтенів, що проходять значно швидше за інші. У результаті підвищення об'ємної швидкості подачі сировини призводить до збільшення виходу риформату, але зі зниженим октановим числом і меншим вмістом ароматичних вуглеводнів; зниження виходу газу з вмістом водню, з

більш високою концентрацією водню; підвищення селективності процесу і подовження тривалості міжрегенерацийного циклу. З іншого боку, при зниженні об'ємної швидкості сировини знижується продуктивність установок риформінгу за сировиною. Оптимальне значення об'ємної швидкості встановлюють з урахуванням якості сировини риформінгу, жорсткості процесу і стабільності каталізатора.

Перша промислова установка каталітичного риформінгу (УКР) на алюмохроммолібденовому каталізаторі (гідроформінг) створена 1940 р. Такого типу установки стали поширеними на НПЗ США та Німеччини. Основним цільовим призначенням гідроформінгу було одержання високооктанових компонентів авто- і авіабензинів, а в роки Другої світової війни – виробництво толуолу (сировини для одержання тринітротолуолу). 1949 року була введена в експлуатацію перша промислова установка каталітичного риформінгу з монометалевим алюмоплатиновим фторованим каталізатором (платформінг). У 1960 –1970 рр. унаслідок безперервного вдосконалення технології та каталізаторів (перехід до хлорованих алюмоплатинових, розроблення біметалевих платиноренієвих, потім поліметалевих високоактивних, селективних і стабільних каталізаторів), оптимізації параметрів і жорсткості режиму (зниження робочих тисків і підвищення температури в реакторах) з'явилися та впроваджувалися високопродуктивні і більш ефективні процеси платформінгу різних поколінь зі стаціонарним шаром каталізатора. Важливим етапом у розвитку та інтенсифікації процесів риформінгу були розроблення і впровадження 1971 р. найбільш передової технології каталітичного риформінгу з безперервною регенерацією каталізатора. У вітчизняній нафтопереробці установки платформінгу набули широкого розвитку (рис.11.23).

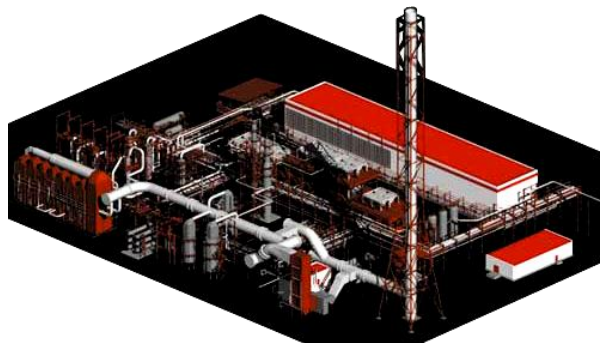


Рисунок 11.23 – Модель установки каталітичного риформінгу

Установки каталітичного риформінгу зі стаціонарним шаром каталізатора отримали найбільше поширення серед процесів каталітичного риформінгу бензинів. Вони розраховані на безперервну роботу без регенерації протягом року та більше. Окисна регенерація каталізатора проводиться одночасно у всіх реакторах. Загальна тривалість простоїв установок зі стаціонарним шаром каталізатора становить 20 – 40 діб на рік, включаючи цикл регенерації та ремонт обладнання. Сировина установок піддається попередньому глибокому гідроочищенню від сірчистих, азотистих та інших сполук, а у разі переробки

бензинів вторинних процесів – гідруванню неграничних вуглеводнів.

Установки каталітичного риформінгу всіх типів містять такі блоки: гідроочищення сировини, очищення газу з вмістом водню, реакторний, сепарації газу та стабілізації каталізатору. Принципова технологічна схема установки платформінгу (без блока гідроочищення сировини) зі стаціонарним шаром каталізатора наведена на рис. 11.24.

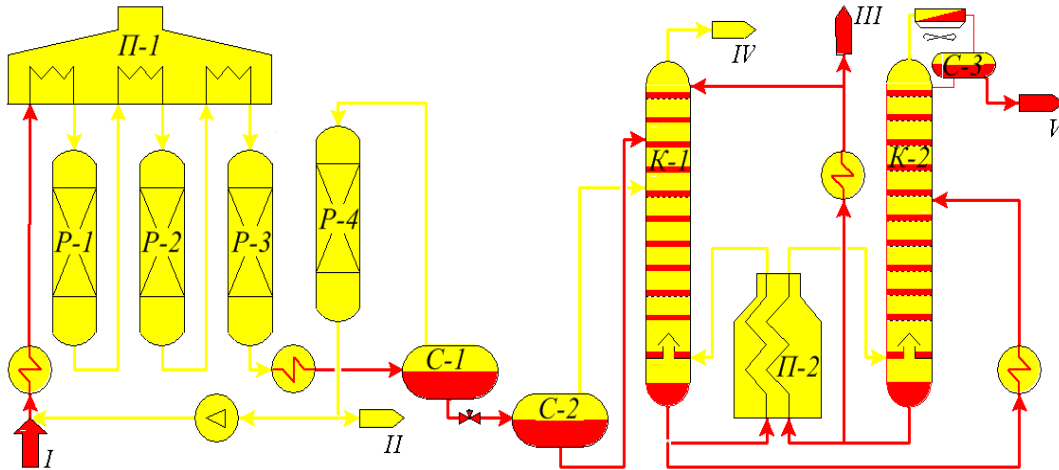


Рисунок 11.24 – Принципова технологічна схема установки каталітичного риформінгу зі стаціонарним шаром каталізатора:
I – гідроочищена сировина; II – газ із вмістом водню; III – стабільний каталізатор;
IV – сухий газ; V – головна фракція

Гідроочищену та осушену сировину змішують із циркулюючим газом, що містить водень, підігрівають спочатку у теплообміннику, потім у секції печі *II-1* і подають у реактор *P-1*. У складі установки передбачено три-чотири адіабатичні реактори і відповідна кількість секцій багатокамерної печі *II-1* для міжступеневого підігрівання реакційної суміші. На виході з останнього реактора суміш охолоджують у теплообміннику та холодильнику до 20 – 40 °С і направляють у сепаратор високого тиску *C-1* для відділення циркулюючого газу з вмістом водню від каталізатору. Частину газу з вмістом водню після осушення цеолітами в адсорбері *P-4* подають на приймач циркуляційного компресора, а надлишок виводять на блок попереднього гідроочищення бензину і передають іншим споживачам водню. Нестабільний каталізатор з *C-1* подають у сепаратор низького тиску *C-2*, де від нього відділяють легкі вуглеводні. Газову та рідинну фази, що виділилися в сепараторі *C-2*, направляють у фракціонуючий абсорбер *K-1*. Абсорбентом слугує стабільний каталізатор (бензин). Низ абсорбера обігрівають гарячим струменем через піч *II-2*. В абсорбері при тиску 1,4 МПа та температурі внизу 165°С і вгорі 40 °С відділяють сухий газ. Нестабільний каталізатор, що відведено знизу *K-1*, після підігрівання в теплообміннику подають у колону стабілізації *K-2*. Тепло вниз *K-2* підводять циркуляцією та підігріванням у печі *II-1* частини стабільного конденсату. Головну фракцію стабілізації після конденсації та охолодження направляють у приймач *C-3*, звідки частково повертають у *K-2* на зрошення, а надлишок виводять з установки. Частину стабільного каталізатора після

охолодження в теплообміннику подають у фракціонуючий абсорбер *K-1*, а балансовий його надлишок виводять з установки.

Основними реакційними апаратами установок (або секцій) каталітичного риформінгу з періодичною регенерацією каталізатора є адіабатичні реактори шахтного типу зі стаціонарним шаром каталізатора. На установках раннього покоління застосовувалися реактори аксіального типу зі спадним або висхідним потоком реакційної суміші. На сучасних високопродуктивних установках застосовують реактори тільки з радіальним рухом потоків переважно від периферії до центра. Радіальні реактори забезпечують значно менший гідравлічний опір у порівнянні з аксіальними.

Принципова технологічна схема установки каталітичного риформінгу з безперервною регенерацією каталізатора наведена на рис. 11.25. Чотири реактори риформінгу (*P-1*) розміщують один над іншим та зв'язують між собою системами труб перетікання малого діаметра. Кульковий каталізатор діаметром 1,6 мм вільно перетікає під дією сили ваги з реактора в реактор. З реактора четвертого ступеня через систему засувок з кульовими клапанами каталізатор надходить у живильник-дозатор, звідки азотом його подають у бункер закоксованого каталізатора *B-1* вузла регенерації. Регенератор (*P-2*) являє собою апарат з радіальним потоком реакційних газів, поділений на три технологічні зони. У верхній зоні при мольному вмісті кисню менше 1 % проводять випалювання коксу. У середній зоні при вмісті кисню 10 – 20 % і подачі хлорорганічної сполуки проводять окисне хлорування каталізатора. В нижній зоні каталізатор прожарюють у струмі сухого повітря. Роз'єднання зон – гідравлічне.

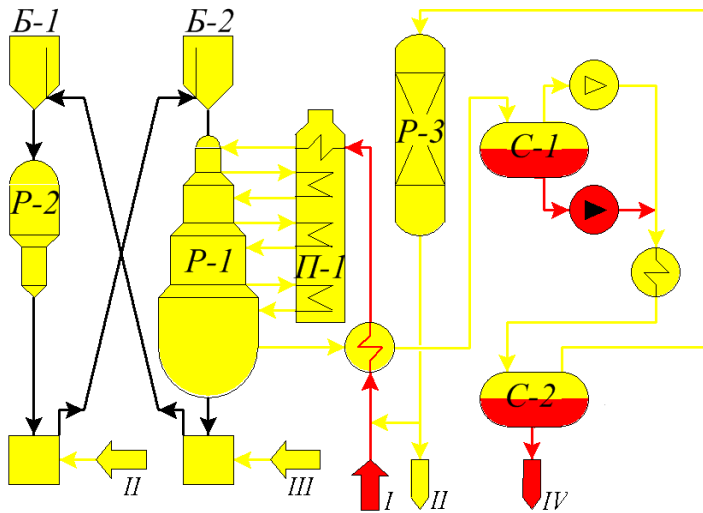


Рисунок 11.25 – Принципова технологічна схема установки риформінгу безперервної регенерації каталізатора:

I – гідроочищена сировина; *II* – газ з вмістом водню;
III – азот; *IV* – риформат на стабілізацію.

Каталізатор проходить усі зони під дією сили ваги. З регенератора через систему шлюзів-затворів каталізатор надходить у живильник-дозатор пневмотранспорту, де газом його подають у бункер-наповнювач регенованого каталізатора *B-2*, розміщений над реактором першого ступеня. Процес регенерації автоматизований і керується ЕОМ. Систему регенерації за необхідності можна відключити без порушення режиму риформування сировини. Каталізатор після реакторів і сировинного теплообмінника

подають у сепаратор низького тиску *C-1*. Газову та рідинну фази, що виділилися в ньому, відповідно компресором і насосом направляють у сепаратор високого тиску *C-2* для виділення газу, що містить водень, з високою концентрацією водню. Стабілізацію нестабільного каталізатора здійснюють за

схемою, аналогічною наведеній на рис.11.26.



**Рисунок 11.26 – Установа ізомеризації бензинів
(ВАТ «Одеський НПЗ»)**

Каталітична ізомеризація

Перші промислові процеси ізомеризації були спрямовані на одержання ізобутану з н-бутану на хлористому алюмінії при м'якому температурному режимі (90 – 120 °С). Ізобутан далі алкілували бутиленами та у результаті одержували ізооктан. Цільовим призначенням процесів каталітичної ізомеризації в сучасній нафтопереробці є одержання високооктанових ізокомпонентів автобензинів або сировини нафтохімії, насамперед ізопентану для синтезу ізопренового каучуку. Висока ефективність процесів ізомеризації полягає в тому, що як сировину використовували низькооктанові компоненти нафти (фракції н.к. – 62 °С) та рафіновані каталітичного риформінгу, які містять в основному н-пентани та н-гексани. Ця сировина (а також фракції C₅ і C₆, які одержуються з ГФУ) ізомеризується в середовищі водню за наявності біфункціональних каталізаторів. Висока детонаційна стійкість і випаровуваність продуктів ізомеризації вуглеводнів C₅ і C₆ обумовлюють їх виняткову цінність як низькокиплячих високооктанових компонентів неетилованих автобензинів.

З підвищенням температури швидкість реакції ізомеризації зростає до межі, що обмежується рівновагою. Подальше підвищення температури призводить лише до посилення реакцій гідрокрекінгу з утворенням легких газів. При цьому зростає витрата водню, а вихід ізомерів знижується. Хоча тиск не впливає на рівновагу реакції ізомеризації н-парафінів, він суттєво впливає на кінетику цільових і побічних реакцій процесу. Підвищення тиску при інших ідентичних умовах знижує глибину, але підвищує селективність ізомеризації. Збільшення парціального тиску водню знижує швидкість дезактивації каталізатора внаслідок гальмування коксоутворення. Однак підвищення тиску понад 4 МПа недоцільне, оскільки при цьому коксоутворення практично не змінюється.

Оскільки ступінь перетворення C_5 - і C_6 -алканів на високотемпературному каталізаторі становить близько 50 %, ізомеризацію на промислових установках здійснюють з ректифікацією реакційної суміші та циркуляцією неперетвореної сировини. Вихідну сировину ізомеризації подають попередньо на гідроочищення та осушення. Установа ізомеризації складається з двох блоків: ректифікації та ізомеризації (рис. 11.26). У блоці ректифікації відбувається виділення ізомерів із суміші вихідної сировини та стабільного ізомеризату. Реакторний блок складається з двох паралельно працюючих секцій. В одній здійснюється ізомеризація *n*-пентанів, а в другій – *n*-гексанів.

Принципова технологічна схема установки ізомеризації пентан-гексанової фракції бензинів наведена на рис. 11.27.

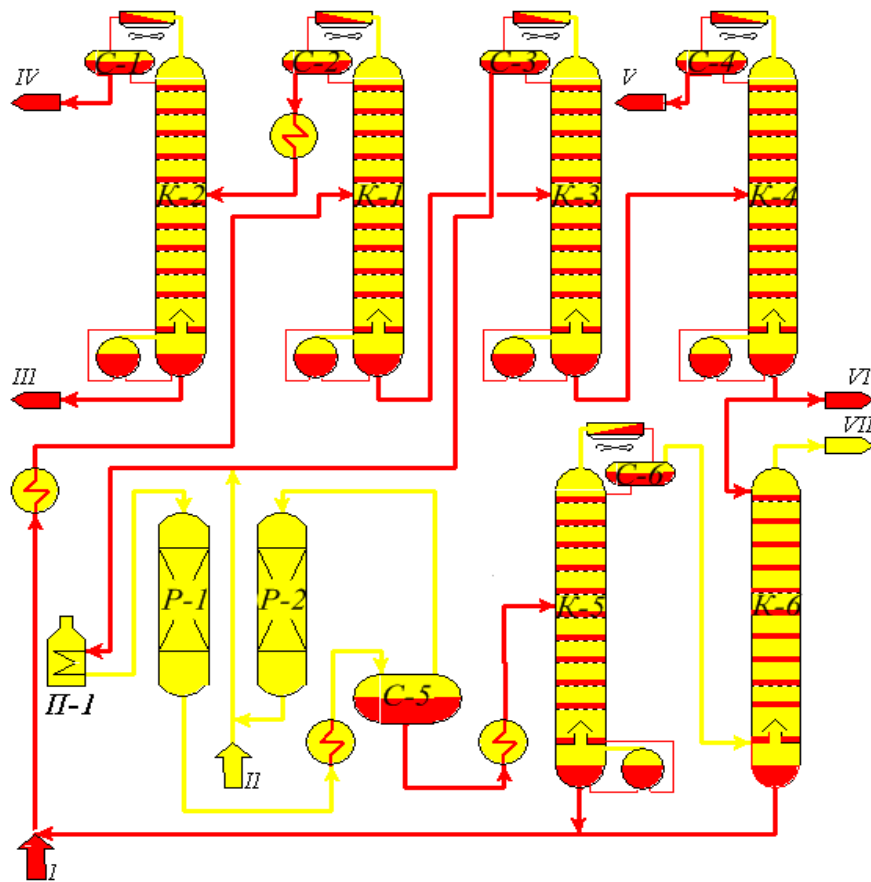


Рисунок 11.27 – Принципова технологічна схема установки ізомеризації:

I – сировина; *II* – газ із вмістом водню; *III* – ізопентанова фракція; *IV* – бутанова фракція; *V* – ізогексанова фракція; *VI* – гексанова фракція на ізомеризацію; *VII* – жирний газ

Суміш вихідної сировини, рециркулюючого стабільного ізомеризату та ненасиченого абсорбенту після підігрівання в теплообмінниках подають на розділення у колону *K-1*, звідки зверху відбирають ізопентанову фракцію, що подається на подальшу ректифікацію в бутанову колону *K-2*, де відбувається відділення цільового ізопентану від бутанів. Нижній продукт колони *K-1* подають у пентанову колону *K-3*. Нижній продукт цієї колони направляють на фракціонування в ізогексанову колону *K-4*, зверху якої відбирають другий

цільовий продукт процесу – ізогексан. Пентанову фракцію, яка відбирається з верху *K-3* та містить близько 91 % (мас.) н-пентану, змішують з газом, що містить водень, і після нагрівання в трубчастій печі *П-1* до необхідної температури направляють у реактор ізомеризації зі стаціонарним шаром каталізатора *P-1*. Парогазову суміш продуктів реакції охолоджують і конденсують у теплообмінниках та холодильниках і подають у сепаратор *C-5*, а циркулюючий газ, що містить водень, з *C-5* після осушення в адсорбері *P-2* компресором подають на змішування з сировиною. Ізомеризат після стабілізації в колоні *K-5* направляють на ректифікацію разом із сировиною. З газів стабілізації в абсорбері *K-6* виділяють ізопентан подачею частини гексанової фракції, що відбирається з *K-6*. Балансова кількість гексанової фракції надходить в аналогічну секцію ізомеризації (при низькому вмісті н-гексану в сировині його ізомеризують у суміші з н-пентаном).

Собівартість ізомеризатів приблизно в 3 рази нижча, ніж алкілатів. При цьому процес ізомеризації має більш широку та надійну сировинну базу, ніж алкілування. У перспективі процес ізомеризації може бути інтенсифікований застосуванням низькотемпературних каталізаторів, переходом ректифікації на цеолітне або мембранне розділення.

ГІДРОГЕНІЗАЦІЙНІ ПРОЦЕСИ

У промисловому масштабі гідрогенізаційні процеси отримали розвиток введенням 1927 р. в експлуатацію першої у світі установки «деструктивної гідрогенізації» смол та вугілля у Німеччині, яка не володіла власними ресурсами нафти та розвинула згодом свою паливну промисловість на базі твердих горючих копалин. Дещо пізніше аналогічні установки одержання штучних рідких палив з нафтової сировини були споруджені в Англії. Установки деструктивної гідрогенізації вугілля являли собою багатоступінчастий складний процес із дорогим устаткуванням, який проводився при високих тиску (30 – 70 МПа) і температурі (420 – 500 °С) спочатку на малоактивному та дешевому нерегенованому залізному каталізаторі, пізніше на активних каталізаторах на основі сульфїду вольфраму з використанням водню, одержуваного дорогим малопродуктивним періодичним залізопаровим методом. У післявоєнні роки, у зв'язку з відкриттям великих родовищ нафти і швидким зростанням її видобутку у світі, процеси одержання моторних палив з вугілля втратили своє промислове значення через втрату конкурентоспроможності в порівнянні з нафтовими паливами. У свою чергу, у нафтопереробці, яка швидко розвивалася, надзвичайно широко стали використовувати каталітичні процеси спочатку гідроочищення паливних фракцій, потім деструктивної гідрогенізації висококиплячих дистилатів і залишків нафти за назвою гідрокрекінг. Гідрокрекінг проводять при помірному тиску (3 – 20 МПа), менших витратах водню та каталізатора, але з більш високим ступенем перетворення дешевої нафтової сировини в порівнянні з гідрогенізацією вугілля. Крім того, тільки гідрокрекінгом можна одержувати такі продукти, як реактивне паливо та високоіндексні мастила. Істотному поліпшенню техніко-економічних показників установок гідрокрекінгу сприяли використання дешевого водню, одержуваного каталітичним риформінгом або

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

каталітичною конверсією водяною парою; створення сіркостійких високоактивних регенованих каталізаторів, що забезпечують глибоку переробку нафтової сировини та необхідну гнучкість процесів.

Мета процесів гідрооблагородження досить різноманітна. Моторні палива піддають гідроочищенню з метою видалення гетероорганічних сполук сірки, азоту, кисню, миш'яку, галогенів, металів і гідрування неграничних вуглеводнів, тим самим поліпшення їх експлуатаційних характеристик. Зокрема, гідроочищення дозволяє зменшити корозійну агресивність палив і їх схильність до утворення опадів, зменшити кількість токсичних газових викидів у навколишнє середовище. Глибоке гідроочищення бензинових фракцій проводять для захисту платинових каталізаторів риформінгу від отруєння неуглеводневими сполуками. У результаті гідрознесірчення вакуумних газойлей – сировини каталітичного крекінгу – підвищуються вихід і якість продуктів крекінгу й значно скорочується забруднення атмосфери окислами сірки. Нафтові масла піддають неглибокому гідрознесірченню з метою освітлення та зниження їх коксівності, кислотності та емульгованості. З заміною сольвентного очищення високов'язкої масляної сировини, наприклад деасфальтизату, на гідрокрекінг з'явилася можливість робити масла з високим індексом в'язкості. Гідроочищені масляні продукти задовольняють вимоги стандартів за кольором, стабільністю, запахом, допустимому вмісту домішок та іншими екологічними й експлуатаційними показниками.

Сировиною процесів гідрооблагородження є бензинові, гасові та дизельні фракції, вакуумний газойль і мастила, що містять сірку, азот і неграничні вуглеводні. Вміст гетероатомних вуглеводнів у сировині коливається досить значно залежно від фракційного та хімічного складу дистилатів. У міру обважнення сировини збільшується не тільки загальний вміст, але й частка найбільш термостабільних у відношенні гідрогенолізу гетероорганічних сполук. У той же час вимоги до вмісту гетеродомішок у гідрогенізатах знижуються у міру обважнення сировини. Витрата водню на гідроочищення та гідрознесірчення також залежить від вмісту гетеродомішок у сировині та її походження.

Температура, об'ємна швидкість сировини та тиск впливають на швидкість і глибину гідрогенолізу гетеродомішок у газофазних процесах гідроочищення паливних фракцій у повній відповідності з хімічною кінетикою. Для кожного виду сировини та каталізатора існує свій оптимальний інтервал режимних параметрів, які наведено у [11].

При підвищенні загального тиску процесу зростає парціальний тиск водню. На цей параметр впливає також кратність циркуляції газу з вмістом водню, і концентрація в ньому водню, що становить у промислових умовах від 60 % до 90 % (об'ємн.). Чим вища концентрація водню у газі, тим нижча може бути кратність циркуляції. Кратність циркуляції газу з вмістом водню впливає також на частку сировини, що випаровується, та тривалість контакту сировини з каталізатором. Хоча реакції гідрогенолізу гетероорганічних сполук екзотермічні, процеси гідроочищення паливних фракцій проводять зазвичай в адіабатичному реакторі без відведення тепла реакцій, оскільки температурний

градієнт найчастіше не перевищує 10 °С. У реакторах установок гідрознесірчення та гідрокрекінгу висококиплячих фракцій з підвищеним вмістом гетеродомішок передбачається відведення тепла реакцій подачею охолодженого газу з вмістом водню через розподільні пристрої між шарами каталізатора.

У процесі експлуатації каталізатор поступово втрачає свою активність у результаті закоксування та відкладання на його поверхні металів сировини. Для відновлення первісної активності каталізатор піддають регенерації окисним випалюванням коксу. Залежно від складу каталізатора застосовують газоповітряний або пароповітряний спосіб регенерації. Каталізатори з вмістом цеоліту гідрознесірчення та гідрокрекінгу не можна піддавати пароповітряній регенерації. Газоповітряну регенерацію проводять сумішшю інертного газу з повітрям при температурі до 530 °С. При цьому каталізатор прискорює реакції горіння коксу. Пароповітряну регенерацію проводять сумішшю, нагрітою в печі до температури початку випалювання коксу. Суміш надходить у реактор, де відбувається пошарове випалювання коксу, після чого газу скидають у димову трубу.

Промислові установки гідрогенізаційної переробки нафтової сировини містять такі блоки: реакторний, сепарації газопродуктової суміші з виділенням газу з вмістом водню, очищення газу з вмістом водню від сірководню, стабілізації гідрогенізату, компресорну. Установки гідрокрекінгу мають додатково фракціонуючу колону та багато загального з апаратурним оформленням та схемами реакторних блоків, відрізняються за потужністю, розмірами апаратів, технологічним режимом і схемами секцій сепарації та стабілізації гідрогенізатів. Установки попереднього гідроочищення бензинів (сировини каталітичного риформінгу) відрізняються також варіантом подачі газу з вмістом водню: з циркуляцією або без циркуляції – «на потоку». На всіх інших типах установок застосовують тільки циркуляційну схему подачі газу з вмістом водню. Схему подачі газу з вмістом водню «на потоку» застосовують тільки на комбінованих установках гідроочищення та каталітичного риформінгу (зі стаціонарним шаром каталізатора) прямогонних бензинів зі зниженим вмістом сірчистих сполук (менше 0,1 % (мас.)). Така схема передбачає «жорсткий зв'язок» за воднем між каталітичним риформінгом і гідроочищенням. За цією схемою весь газ із вмістом водню риформінгу під тиском процесу подають у реактори гідроочищення. Схема зручна в експлуатації та більш проста з апаратурного оформлення. У схемі з циркуляцією газу з вмістом водню легко підтримувати постійне співвідношення водень : сировина. Наявність циркуляційного компресора дозволяє залежно від якості каталізатора та сировини, концентрації водню у газі з вмістом водню регулювати необхідну кратність циркуляції газу з вмістом водню, надає можливість проводити газоповітряну регенерацію каталізаторів.

На промислових гідрогенізаційних установках застосовують два способи сепарації газу з вмістом водню із газопродуктової суміші: холодна (низькотемпературна) і гаряча (високотемпературна). Холодна сепарація газу з вмістом водню застосовується на установках гідроочищення бензинових,

газових та іноді дизельних фракцій. Холодна сепарація полягає в охолодженні газопродуктової суміші, яка виділяється з реакторів гідроочищення, спочатку в теплообмінниках, потім у холодильниках (повітряних і водяних) і виділенні газу з вмістом водню у сепараторі при низькій температурі та високому тиску. У сепараторі низького тиску виділяють низькомолекулярні вуглеводневі гази. Гарячу сепарацію газу з вмістом водню застосовують переважно на установках гідрознесірчення висококиплячих фракцій нафти: дизельних палив, вакуумних газойлів, масляних дистилатів і парафінів. Газопродуктову суміш після часткового охолодження в теплообмінниках подають у гарячий сепаратор. Газ із вмістом водню і вуглеводневі гази, які виділяються в ньому, охолоджують до низької температури в повітряних та водяних холодильниках і далі направляють у холодний сепаратор, де відбирають газ із досить високою концентрацією водню. Схема холодної сепарації газу з вмістом водню, у порівнянні з гарячою, забезпечує більш високу концентрацію водню у газі. Основною перевагою варіанта гарячої сепарації є менша витрата як тепла, так і холоду.

Відмінність в схемах, які застосовують на гідрогенізаційних установках стабілізації гідрогенізаційних (відпарюванням водяною парою при низькому тиску або підігрітим газом із вмістом водню при підвищеному тиску, з підігріванням низу стабілізаційної колони гарячим струменем через піч або рибойлером, стосовно до гідрознесірчення масляних дистилатів – з додатковим розгоном під вакуумом), обумовлюється фракційним складом сировини, ресурсами газу з вмістом водню та водяної пари і т.д. На НПЗ застосовують такі два варіанти регенерації насиченого розчину моноетаноламіну (абсорбенту сіркоочищення газу з вмістом водню) від H_2S : безпосередньо на самій установці гідрооблагородження або централізовану регенерацію в загальнозаводському вузлі. Основним апаратом гідрогенізаційних установок є реактор зі стаціонарним шаром каталізатора.

Гідроочищення дизельного палива та вакуумних дистилатів

Принципова технологічна схема установки гідроочищення дизельного палива наведена на рис. 11.28.

Циркуляційний газ із вмістом водню змішують із сировиною, суміш нагрівають у теплообмінниках сировини і в трубчастій печі *П-1* до температури реакції та подають у реактор *Р-1*. Після реактора газопродуктову суміш частково охолоджують у теплообмінниках сировини (до температури 210 – 230 °С) і направляють у секцію гарячої сепарації газу з вмістом водню, що складається із сепараторів *С-1* і *С-2*. Газ із вмістом водню, виведений з холодного сепаратора *С-2*, після очищення моноетаноламіну (МЕА) в абсорбері *К-2* подають на циркуляцію. Гідрогенізати гарячого та холодного сепараторів змішують і направляють на стабілізаційну колону *К-1*, де подачею підігрітого в *П-1* віддутого газу з вмістом водню з очищеного продукту видаляють вуглеводневі гази та відгін (бензин).

Вакуумні дистилати є традиційною сировиною для процесів каталітичного крекінгу та гідрокрекінгу. Якість вакуумних газойлів визначається глибиною відбору та чіткістю ректифікації мазуту. Вакуумні

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

газойлі (350 – 500 °С) практично не містять металоорганічних сполук і асфальтенів, а їх коксівність не перевищує 0,2 %. Гідроочищення вакуумного газойлю (350 – 500 °С) не становить значних труднощів і проводиться в умовах і на устаткуванні, аналогічних застосовуваним для гідроочищення дизельних палив (рис. 11.29). При тиску 4 – 5 МПа та температурі 360 – 410 °С досягається 89 – 94 % глибина знесірчення, вміст азоту знижується на 20 – 30 %, металів – на 75 – 85 %, а коксівність – на 65 – 70 %.

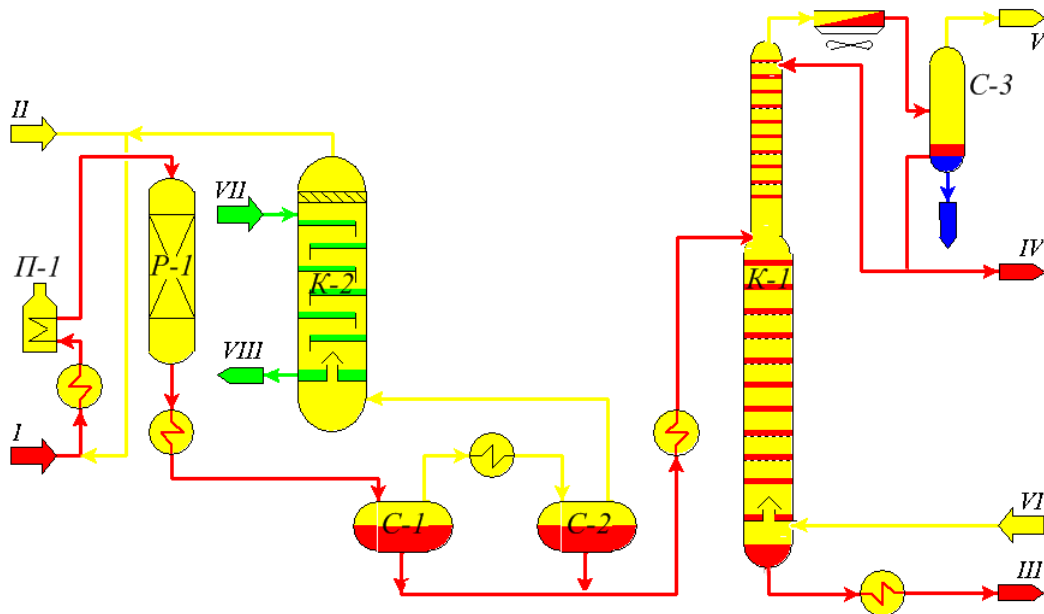


Рисунок 11.28 – Принципова технологічна схема установки гідроочищення дизельного палива:

*I – сировина; II – свіжий газ із вмістом водню; III – гідрогенізат; IV – бензин;
V – вуглеводневий газ на очищення; VI – відданий газ із вмістом водню;
VII – регенований моноетаноламін; VIII – розчин моноетаноламіну на регенерацію*



Рисунок 11.29 – Установа гідроочищення вакуумного газойлю (ВАТ «Одеський НПЗ»)

Гідроочищення важких дистилатів деструктивних процесів (коксування, вісбрекінгу) проводять у суміші з прямогонними дистилатами в кількості до 30 %. Гідроочищення масляних рафінатів застосовують в основному для освітлення та поліпшення їх стабільності проти окиснення. Одночасно зменшуються їх коксівність і вміст сірки (глибина знесірчення 30 – 40 %).

Індекс в'язкості дещо збільшується (на 1 – 2 од.). Температура застигання масла підвищується на 1 – 3 °С. Вихід базових масел дистилятних і залишкових рафінатів становить більше 97 % (мас.). Типові установки гідроочищення мастил і парафінів містять до п'яти технологічних потоків. Установки гідроочищення масел відрізняються від гідроочищення дизельних палив тільки способом стабілізації гідрогенізату. Відгін вуглеводневих газів і парів бензину здійснюється подачею водяної пари, а потім стабільне масло подається на осушування у вакуумну колону під тиском 13,3 кПа.

Гідрокрекінг нафтової сировини

Гідрокрекінг – каталітичний процес переробки нафтових дистилятів і залишків при помірних температурах і підвищених тисках водню на поліфункціональних каталізаторах, яким притаманні гідруючі та кислотні властивості (а в процесах селективного гідрокрекінгу і ситовий ефект). Гідрокрекінг дозволяє одержувати з високими виходами різноманітні асортименти високоякісних нафтопродуктів (зріджених газів C_3 - C_4 , бензину, реактивного та дизельного палив, компонентів масел) практично з будь-якої нафтової сировини шляхом підбору відповідних каталізаторів та технологічних умов і є одним з економічно ефективних, гнучких і найбільш поглиблюючи нафтопереробку процесів.

У сучасній нафтопереробці реалізовано такі типи промислових процесів гідрокрекінгу:

- гідрокрекінг бензинових фракцій з метою одержання легких ізопарафінових вуглеводнів, які є цінною сировиною для виробництва синтетичного каучуку, високооктанових добавок до автомобільних бензинів (рис. 11.30);

- селективний гідрокрекінг бензинів з метою підвищення октанового числа, реактивних і дизельних палив з метою зниження температури їх застигання;

- гідродearоматизація прямогонних гасових фракцій і газойлів каталітичного крекінгу з метою зниження вмісту в них ароматичних вуглеводнів;

- легкий гідрокрекінг вакуумних газойлів з метою облагороджування сировини каталітичного крекінгу з одночасним одержанням дизельних фракцій;

- гідрокрекінг вакуумних дистилятів з метою одержання моторних палив і основи високоіндексних масел;

- гідрокрекінг нафтових залишків з метою одержання моторних палив, мастил, малосірчистих котельних палив і сировини для каталітичного крекінгу.

Оптимальний інтервал температур для процесів гідрокрекінгу становить 360 – 440 °С з поступовим їх підвищенням від нижньої межі до верхньої у міру падіння активності каталізатора. При більш низькій температурі реакції крекінгу проходять з малою швидкістю, але при цьому більш сприятливий хімічний склад продуктів (більший вміст нафтенів і співвідношення ізопарафін: н-парафін). Надмірне підвищення температури обмежується термодинамічними факторами (реакцій гідрування поліциклічних ароматичних сполук) і посиленням ролі реакцій газо- і коксоутворення. Тепловий ефект гідрокрекінгу

визначається співвідношенням реакцій гідрування та розщеплення. Негативний тепловий ефект розщеплення перекривається позитивним тепловим ефектом гідрування. Екзотермічний тепловий ефект сумарного процесу тим більший, чим вища глибина гідрокрекінгу. Тому при його апаратурному оформленні передбачається можливість відведення надлишкового тепла з зони реакції, щоб не допустити перегріву реакційної суміші. При використанні реакторів зі стаціонарним катализатором останній насипають декількома шарами так, щоб між ними можна було здійснити охолодження потоку.

Лімітуючою стадією сумарного процесу гідрокрекінгу є гідрування ненасичених сполук сировини, особливо поліциклічних ароматичних вуглеводнів. Тому катализатори глибокого гідрокрекінгу повинні мати, крім високої кислотної активності, й достатню гідрувальну активність.

На швидкість реакцій гідрування істотний вплив виявляє фазовий стан реакційної суміші, який є функцією від тиску, температури, концентрації водню, глибини конверсії та фракційного складу вихідної сировини. У цілому на катализаторах гідруючого типу з підвищенням тиску зростають як швидкість реакцій, так і глибина гідрокрекінгу. Мінімально прийнятний тиск тим вищий, чим менш активний катализатор і чим важча сировина гідрокрекінгу. На катализаторах з високою кислотною та низькою гідруючою активністю швидкість гідрокрекінгу сировини залежить від тиску більш складно. Більшість промислових установок гідрокрекінгу працює під тиском 15 – 17 МПа. Для гідрокрекінгу нафтових залишків із використанням відносно дорогих катализаторів застосовують тиск 20 МПа. Гідрокрекінг прямогонних легких газойлів із низьким вмістом азоту можна проводити при відносно низькому тиску (близько 7 МПа).

Об'ємна швидкість подачі сировини при гідрокрекінгу внаслідок переваги проведення процесу при мінімальній температурі зазвичай низька. При проведенні процесу в режимі м'якого гідрокрекінгу вона вища. Для підвищення конверсії сировини використовують рециркуляцію фракцій, що википають вище цільового продукту.

Кратність циркуляції газу з вмістом водню стосовно сировини, що переробляється, коливається залежно від призначення процесу в межах 800 – 2000 м³/м³. Витрата водню залежить від призначення процесу, використовуваної сировини, катализатора, режиму процесу, глибини гідрокрекінгу та інших факторів. Чим легші продукти гідрокрекінгу та важча сировина, тим більша витрата водню і тим вище має бути співвідношення водень : сировина.

Цільове призначення гідрокрекінгу бензинових фракцій – одержання ізопарафінових вуглеводнів C₅-C₆, цінної сировини для виробництва синтетичного каучуку. У світовій нафтопереробці цей процес не набув великого поширення (використовується близько десятка установок), але має перспективу промислового розвитку через необхідність перероблення низькооктанових рафінатів процесів каталітичного риформінгу нафтохімічного профілю та бензинових фракцій газоконденсатів. Його значення має зрости за прийняття обмежень на вміст ароматичних вуглеводнів в автобензинах.

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

Процеси селективного гідрокрекінгу призначені для поліпшення експлуатаційних насамперед низькотемпературних властивостей моторних палив і масел. Зниження температури їх застигання досягається селективним розщепленням нормальних парафінів, які утримуються в сировині, що переробляється. Селективний гідрокрекінг (гідродепарафінізація) проводять на майже аналогічних з апаратурного оформлення та технологічних режимів установках гідроочищення.

Гідрогенізація газових фракцій (гідродearоматизація) – каталітичний процес зворотної дії стосовно каталітичного риформінгу, який призначений для одержання з газових фракцій (переважно прямогонних) високоякісних реактивних палив з обмеженим вмістом ароматичних вуглеводнів. Вміст останніх у прямогонних газових фракціях залежно від походження нафти становить 14 – 35 %, а в легкому газойлі каталітичного крекінгу – до 70 %. Гідродearоматизація сировини досягається каталітичним гідруванням ароматичних вуглеводнів у відповідні нафтени. При цьому у реактивних палив поліпшуються такі показники, як висота полум'я, що не коптить, люмінометричне число, схильність до нагароутворення та інші.



Рисунок 11.30 – Комплекс гідрокрекінгу на Херсонському НПЗ (НК «Альянс»)

У зв'язку зі стійкою тенденцією випереджального зростання потреби в дизельному пальному в порівнянні з автобензином за кордоном з 1980 р. була почата промислова реалізація установок легкого гідрокрекінгу вакуумних дистиляторів, що дозволяють одержувати одночасно з малосірчистою сировиною для каталітичного крекінгу значні кількості дизельного палива. Впровадження процесів легкого гідрокрекінгу спочатку здійснювали реконструкцією експлуатованих раніше установок гідрознесірчення сировини каталітичного крекінгу, потім будівництвом спеціально запроєктованих нових установок. Вітчизняна технологія процесу легкого гідрокрекінгу була розроблена ще на початку 1970-х рр., однак дотепер не одержала промислового впровадження.

Гідрокрекінг є ефективним і винятково гнучким каталітичним процесом, що дозволяє комплексно розв'язати проблему глибокої переробки вакуумних дистиляторів з одержанням різноманітного асортименту моторних палив відповідно до сучасних вимог і потреб в тих або інших паливах.

Одноступінчастий процес гідрокрекінгу вакуумних дистиляторів проводять

у багат шаровому (до п'яти шарів) реакторі з декількома типами каталізаторів. Для того щоб градієнт температур у кожному шарі не перевищував 25 °С, між окремими шарами каталізатора передбачене введення охолодженого газу з вмістом водню (квенчинг) і встановлено контактні-розподільні пристрої, що забезпечують тепло- і масообмін між газом і реагуючим потоком та рівномірний розподіл газорідного потоку над шаром каталізатора. Верхня частина реактора обладнана гасниками кінетичної енергії потоку, сітчастими коробками та фільтрами для вловлювання продуктів корозії. На рис.11.31 наведена принципова технологічна схема однієї з двох паралельно працюючих секцій установки одноступінчастого гідрокрекінгу вакуумного дистилляту.

Сировина (350 – 500 °С) і рециркулюючий гідрокрекінг-залишок змішують з газом, що містить водень, нагрівають спочатку в теплообмінниках, потім у печі П-1 до температури реакції та подають у реактори Р-1 (Р-2 і т.д.). Реакційну суміш охолоджують у теплообмінниках сировини, далі в повітряних холодильниках і з температурою 45 – 55 °С направляють у сепаратор високого тиску С-1, де відбувається розділення на газ із вмістом водню і нестабільний гідрогеніза́т. Газ із вмістом водню після очищення від H₂S в абсорбері К-4 компресором подають на циркуляцію. Нестабільний гідрогеніза́т через редукційний клапан направляють у сепаратор низького тиску С-2, де виділяють частину вуглеводневих газів, а рідинний потік подають через теплообмінники в стабілізаційну колону К-1 для відгонки вуглеводневих газів і легкого бензину. Стабільний гідрогеніза́т далі розділяють в атмосферній колоні К-2 на важкий бензин, дизельне паливо (через відпарну колону К-3) і фракцію з температурою >360 °С, частина якої може слугувати як рециркуляція, а балансова кількість бути сировиною для піролізу, основою мастил і т.д. Недоліками процесів гідрокрекінгу є їх значна металоємність, суттєві капітальні й експлуатаційні витрати, висока вартість водневої установки та самого водню.

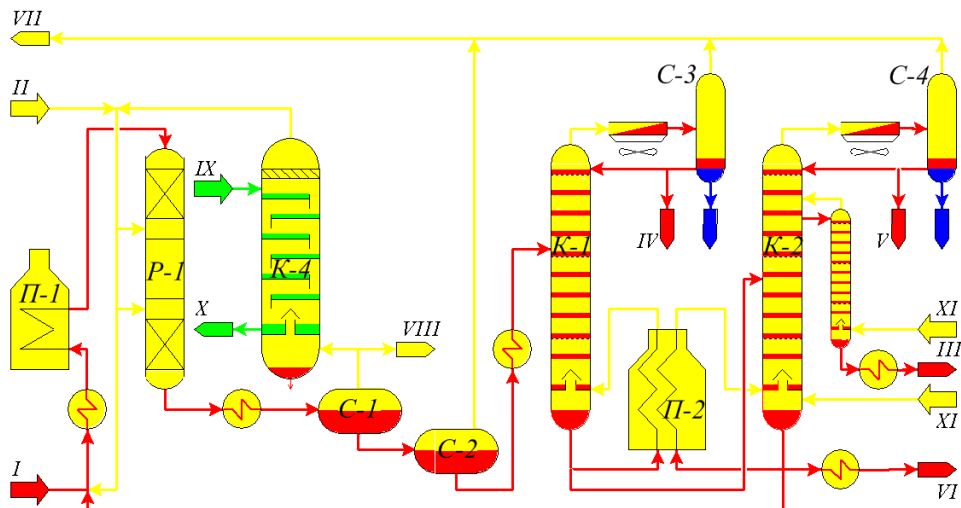


Рисунок 11.31 – Принципова технологічна схема установки одноступінчастого гідрокрекінгу вакуумного газойлю:

*I – сировина; II – газ з вмістом водню; III – дизельне паливо; IV – легкий бензин;
V – важкий бензин; VI – важкий газойль; VII – вуглеводневі гази на ГФУ;
VIII – гази віддуду; IX – регенований розчин МЕА; X – розчин МЕА на регенерацію;
XI – водяна пара*

Останніми роками все більше застосування знаходять процеси гідрокрекінгу високов'язких масляних дистилатів і деасфальтизатів з метою одержання високоіндексних базових масел. Глибоке гідрування масляної сировини дозволяє підвищити індекс в'язкості від 50 – 75 до 95 – 130 пунктів, знизити вміст сірки від 2,0 % до 0,1% і нижче, майже на порядок зменшити коксівність і знизити температуру застигання. Підбираючи технологічний режим і каталізатор гідрокрекінгу, можна одержувати мастила з високим індексом в'язкості практично з будь-якої нафти. Мастила гідрокрекінгу являють собою високоякісну основу товарних багатофункціональних (всесезонних) моторних масил, а також ряду енергетичних (турбінних) та індустріальних (трансмісійних) масил. У маслах гідрокрекінгу немає природних інгібіторів окиснення, оскільки в жорстких умовах процесу вони зазнають хімічних перетворень. Тому в масла гідрокрекінгу вводять антиокислювальні присадки. Вихід і якість масил залежить від умов гідрокрекінгу, типу каталізатора і природи сировини. Вихід гідрокрекінгового мастила зазвичай не перевищує 70 % (мас.), а мастила з індексом в'язкості вище 110 становить 40 – 60 % (мас.). Для збільшення виходу цільових продуктів гідрокрекінг часто здійснюють у дві стадії. На першій стадії (при температурі 420 – 440 °С і тиску 20 – 25 МПа) на каталізаторі проводять гідрознесірчення та гідрування поліциклічних сполук. У другій стадії (при температурі 320 – 350 °С і тиску 7 – 10 МПа) на біфункціональних каталізаторах здійснюють гідроізомеризацію n-алканів. Враховуючи, що ізопарафіни застигають при значно нижчій температурі, ніж парафіни нормальної будови, при гідроізомеризації знижується температура застигання масляних фракцій і виключається операція депарафінізації розчинниками.

Важка високомолекулярна частина нафти, що становить 25 – 30 % нафтового залишку, є основним резервом для ефективного розв'язання проблеми поліпшення її переробки. Дотепер значну частку нафтових залишків (гудронів, асфальтів) використовували часто без гідрооблагородження як котельні палива, що спалюються в топках теплових електростанцій, котелень та бойлерних установках. Усе зростаючі вимоги до захисту навколишнього середовища від забруднення під час спалювання сірчистих котельних палив підштовхнули до науково-дослідних робіт із розроблення процесів одержання малосірчистих котельних палив. 1960 р. з'явилися процеси з одержання котельних палив зі знизеним вмістом сірки шляхом гідрознесірчення вакуумних дистилатів і подальшим змішуванням їх з гудроном. Надалі норми на вміст сірки посилилися і така технологія вже не могла забезпечити одержання котельних палив із вмістом сірки менше 1 %. З'явилася необхідність у глибокому облагороджуванні безпосередньо важких нафтових залишків. Під час розроблення гідрокаталітичних процесів облагороджування і подальшої глибокої переробки нафтових залишків виникли виняткові труднощі, пов'язані з проблемою необоротного отруєння каталізаторів металами сировини. Розроблено технології промислових процесів гідрооблагородження нафтових залишків залежно від вмісту в них металів (ванадію та нікелю): одно- і

багатоступеневі в реакторах зі стаціонарним або рухомим шаром каталізатора, з попередньою деметалізацією різними способами або без спеціальної підготовки. Найбільш перспективними для промислової реалізації вважалися процеси гідрознесірчення та гідрокрекінгу залишкової сировини з псевдозрідженим шаром каталізатора. Проте в нафтопереробці багатьох країн впровадження одержали переважно процеси гідрознесірчення та гідрокрекінгу зі стаціонарним шаром каталізатора, які порівняно прості в апаратурному оформленні, технологічно гнучкі та менш капіталомісткі. Необхідно відзначити, що подальша глибока переробка гідрооблагороджених нафтових залишків не є вже серйозною технологічною проблемою.

11.3 РОЗДІЛЕННЯ ТА ПЕРЕРОБКА ГАЗІВ

11.3.1 Розділення та переробка газів

Підготовка газів, промислова сепарація

Збирання газу та газового конденсату зі свердловин на промислах відбувається за однією з таких схем: лінійною, кільцевою або груповою. Конкретний вибір схеми збирання газу залежить від багатьох причин, серед яких геологічні умови родовища, склад та властивості продукції, яка видобувається, газових свердловин, способу підготовки газу та газового конденсату до транспортування, вимог споживачів та інших факторів. Кожна газова свердловина з'єднується з газозбірними колекторами газопроводами-шлейфами. Газозбірні колектори з'єднують газопроводи-шлейфи з установками комплексної підготовки газу (УКПГ). За наявності на родовищі декількох УКПГ їх з'єднують між собою сполучними газопроводами. Найбільше застосування на нових газових і газоконденсатних родовищах одержала централізована система збирання. Газ і газовий конденсат від групи свердловин по індивідуальних газопроводах-шлейфах надходять на УКПГ, потім після підготовки на кожній УКПГ потрапляють у газозбірний колектор і далі на головні спорудження (ГС). Необхідно зазначити, що на перших стадіях розроблення газових родовищ широко застосовувалися індивідуальні схеми збирання газу, коли на кожен свердловину встановлювали свій комплекс устаткування для підготовки газу. Така схема збирання газу відрізнялася високим ступенем надійності, оскільки вихід з ладу однієї індивідуальної установки не припиняв роботи всієї системи. Однак через низку суттєвих недоліків (велика металомісткість та розгалуженість об'єктів, підвищена чисельність обслуговуючого персоналу, складна система водо- і теплопостачання) таку систему сьогодні не застосовують.

На сучасних газових родовищах система збирання і підготовки газу містить такі спорудження: установку попередньої підготовки газу (УППГ), УКПГ і ГС. Це загальна схема, бо залежно від характеру родовища (газове або газоконденсатне) та інших факторів процеси підготовки газу можуть в основному зосереджуватися на УППГ, УКПГ або на УКПГ і ГС. Наприклад, якщо родовище газове, то вся підготовка газу зосереджується на УКПГ, а на

УППГ здійснюють тільки вимірювання об'ємів продукції, що отримано з кожної газової свердловини. На газоконденсатних родовищах на УППГ здійснюють не тільки вимірювання об'єму продукції кожної свердловини, а й часткове відділення вологи та конденсату.

При промисловій підготовці газу в основному для видалення вологи та конденсату застосовують три технологічні процеси: низькотемпературну сепарацію (НТС), абсорбційне та адсорбційне осушення. Сфери застосування кожного з цих технологічних процесів визначаються конкретними умовами кожного газового родовища. Так, для підготовки газу на газових родовищах для видалення вологи широко застосовують абсорбційне, а також адсорбційне осушення. За наявності в газі конденсату поряд з абсорбційним і адсорбційним осушенням, особливо в умовах північних газоконденсатних родовищ, широко застосовують низькотемпературну сепарацію (НТС), а при вмісті конденсату в газі понад $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ застосовують також і низькотемпературну абсорбцію (НТА). Якщо газ містить підвищену кількість сірководню та вуглекислого газу (кислі домішки), то газ додатково очищають від сірководню та вуглекислого газу на спеціальних установках, а на великих родовищах – на ГПЗ.

Основними технологічними способами підготовки газу до транспортування на газових і газоконденсатних родовищах є процеси сепарації. Принцип дії цих процесів базується на зміні фазових співвідношень газоконденсатних сумішей при зміні параметрів систем.

Зниження температури газу при постійному тиску супроводжується переходом частини вуглеводнів у рідку фазу. При цьому ступінь конденсації компонентів обернено пропорційний значенням їх констант рівноваги.

Вплив тиску на ступінь конденсації як суміші, так і окремих компонентів неоднозначний і є наслідком залежності констант рівноваги компонентів природного газу від тиску.

Низькотемпературною сепарацією називають процес отримання рідких вуглеводнів з газів шляхом однократної конденсації при знижених температурах з розділенням рівноважних газової та рідинної фаз.

Низькотемпературна сепарація здійснюється при температурах від «мінус» $15 \text{ }^\circ\text{C}$ у гравітаційно-інерційних сепараторах з попереднім охолодженням газу. Охолодження газу до низьких температур дозволяє більш глибоко провести видалення вологи та конденсату. Температуру газу можна знизити за рахунок ізоентальпійного або ізоентропійного розширення. Ізоентальпійне розширення газу здійснюється з використанням дросельних пристроїв, а ізоентропійне – із застосуванням турбодетандерів. Для охолодження газу та газового конденсату при НТС використовують два методи: дроселювання газу і застосування спеціальних холодильних машин. Початковий пластовий тиск практично всіх газових і газоконденсатних родовищ вищий, ніж тиск у газопроводі, призначеному для транспортування підготовленого газу. Тому при підготовці газу до транспортування тиск газу знижують дроселюванням. Метод дроселювання базується на «дросель-ефекті» Джоуля-Томсона. Суть цього ефекту полягає в зміні температури газу при зниженні тиску на дроселі, тобто на місцевій перешкоді потоку газу. При

позитивному ефекті Джоуля-Томсона газ у процесі дроселювання охолоджується, а при негативному – нагрівається. Для природного газу, що складається в основному з метану, ефект Джоуля-Томсона позитивний, тобто відбувається з охолодженням газу. Для дроселювання газу перед входом у сепаратор встановлюють дросель, тобто пластину з вузьким прохідним отвором. Дроселювання газу широко застосовують при низькотемпературній сепарації через простоту пристрою дроселя та відсутність складного холодильного устаткування. Однак дроселювання ефективно для охолодження газу тільки при певному пластовому тиску газової свердловини. Для досягнення необхідного ступеня зневоднювання необхідний достатній перепад тиску між мережею збирання родовища та колектором розподілу газу по газопроводах. Для задовільної роботи установок необхідний перепад тиску 6 – 7 МПа. Значення цього перепаду визначається, з одного боку, пластовим тиском свердловин, з іншого боку – тиском, встановленим для вихідного колектора газопроводів, який зазвичай постійний, а тиск у свердловинах поступово знижується. Внаслідок цього з часом «дросель-ефект» не забезпечує одержання низьких температур сепарації, а отже, необхідну точку роси як по воді, так і по важких вуглеводнях. Тому застосування дроселювання на пізніх стадіях розроблення родовища неефективно в результаті падіння тиску газу. У цьому випадку для охолодження газу до низьких температур обробки перед сепарацією установки простої сепарації доповнюють спеціальними холодильними машинами. Застосування таких машин дозволяє вести підготовку газу до кінця розроблення родовища, але при цьому зростають (приблизно в 2 – 2,5 рази) капітальні вкладення в облаштування промислів. Як холодоагент застосовують аміак, пропан та інші низькокиплячі речовини. Для запобігання утворенню гідратів у сирий газ вводять водяний розчин гліколей.

Типова схема установки низькотемпературної сепарації (УНТС) подана на рис. 11.32. Сирий газ зі свердловин надходить у перший ступінь сепарації *C-1*, де відділяється рідинна фаза (пластова вода з розчиненими інгібіторами та сконденсований вуглеводневий конденсат). Відсепарований газ направляєється до рекуперативних теплообмінників для рекуперації холоду з дросельованих потоків газу та конденсату. Для попередження гідратуутворення в потік газу перед теплообмінниками впорскують моно-, діетиленгліколь або метанол. За наявності вільного перепаду тиску (надлишкового тиску промислового газу) охолоджений газ із теплообмінників надходить у розширювальний пристрій (дросель або детандер). За відсутності вільного перепаду тиску газ направляєється у випарник холодильного циклу, де використовується зовнішній холодоагент, наприклад зріджений пропан. Після охолодження в розширювальному пристрої або випарнику газ надходить у низькотемпературний сепаратор *C-2*, де з потоку газу відділяються рідкі вуглеводні, що сконденсувалися, і водяний розчин інгібітору гідратуутворення. Газ із сепаратора *C-2* через теплообмінник подається в магістральний газопровід. Рідка фаза через дросель надходить у трифазний сепаратор *C-3*, звідки газ вивітрювання ежектором повертається в основний потік. Водяний розчин інгібітору, відведений знизу сепаратора *C-3*, направляєється на регенерацію, а вивітрений конденсат через теплообмінник –

на стабілізацію до установки стабілізації конденсату (УСК).

До основних факторів, які суттєво впливають на ефективність роботи УНТС, належать склад сировинного газу, температура, тиск, ефективність устаткування та кількість ступенів сепарації.

Вплив складу сировинного газу такий: чим важчий склад вихідної суміші (чим більша середня молекулярна маса газу), тим вищий ступінь отримання рідких вуглеводнів. Однак, починаючи з деякого складу (середня молярна температура кипіння близько «мінус» 133 °С, молекулярна маса приблизно $M \approx 22$), обважнення складу вихідної суміші практично не виявляє впливу на ступінь отримання компонентів C_{5+} . Підвищення ступеня добування рідких вуглеводнів з легких вихідних сумішей іноді досягають, використовуючи метод сорбції в потоці, тобто здійснюють упорскування в потік вихідної суміші стабільного конденсату або інших вуглеводневих рідин на деякій відстані від сепаратора. Таким чином, збільшується вага суміші, а отже, і підвищується ступінь отримання компонентів C_{5+} .

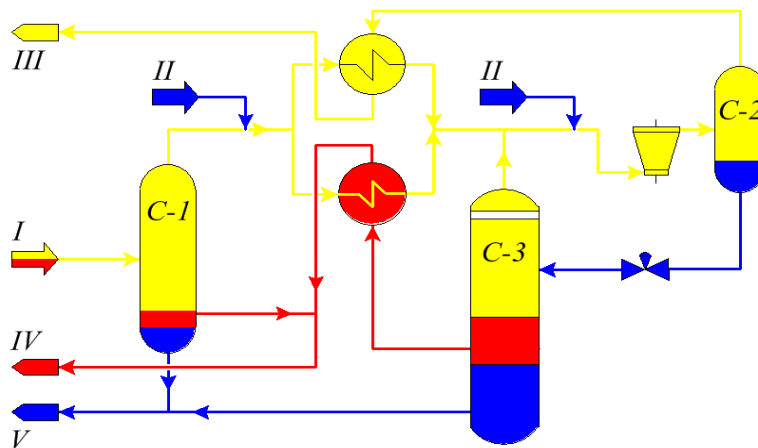


Рисунок 11.32 – Принципова технологічна схема УНТС:

*I – сирий газ; II – діетиленгліколь; III – відсепарований газ; IV – конденсат на УСК;
V – розчин інгібітору та гліколь на регенерацію*

Температуру газу на УНТС обирають, виходячи з необхідної точки роси для транспортування газу по трубопроводу в однофазному стані. Для легких газів ($M \leq 22$, середня молекулярна температура кипіння «мінус» 156 – 133 °С) зниження температури сепарації від 0 до «мінус» 40 °С забезпечує істотне зростання ступеня отримання компонентів, які утворюють конденсати. Для жирних газів ($M > 22$, середня молекулярна температура кипіння більше «мінус» 133 °С) вплив температури на ступінь отримання рідких вуглеводнів незначний. Таким чином, чим легший склад вихідної суміші, тим більш низька температура потрібна для виділення рідких вуглеводнів на УНТС для досягнення заданої точки роси.

Тиск сепарації визначається тиском магістрального трубопроводу та у межах звичайно використовуваних тисків (5,0 – 7,5 МПа) мало впливає на ступінь отримання компонентів C_5 і вище. Більш важливий вільний перепад тиску, що дозволяє досягати низьких температур сепарації. У період зниження пластового тиску ефективність роботи УНТС підтримується на колишньому

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

рівні за рахунок уведення дотискувального компресора та зовнішнього холодильного циклу.

На ефективність роботи УНТС впливає джерело холоду, яке використовується. У процесі тривалої експлуатації свердловин і при зниженні пластового тиску заміна ізоентальпійного розширення (дроселювання) на ізоентропійне (розширення в детандерах) дозволяє ефективніше використовувати вільний перепад тиску і при тому самому перепаді тиску під час детандування потоку досягати більш низьких температур сепарації. На пізніх стадіях експлуатації свердловин, коли вільний перепад тиску практично відсутній, на ефективність роботи УНТС будуть впливати обраний холодоагент, його витрата у випарнику і поверхня теплообміну.

На газоконденсатних родовищах під час підготовки до транспортування використовують дво- та триступеневі схеми НТС (рис.11.33). При однакових параметрах (тиск і температура) останнього ступеня охолодження чим менше кількість ступенів сепарації, тим більший вихід рідкої фази та менший вміст вуглеводнів C_{5+} у товарному газі. Але при одноступеневій сепарації надмірно високі втрати компонентів газу з вуглеводневим конденсатом. Збільшення ступенів сепарації підвищує чіткість розділення газової та рідкої фаз.



Рисунок 11.33 - УНТС Гнідинцівського ГПЗ (ВАТ «Укрнафта»)

УНТС виправдовують себе на початкових стадіях експлуатації свердловин або на невеликих родовищах, коли більш складні установки не встигають себе окупати. Зарубіжний досвід свідчить про доцільність заміни УНТС на великих родовищах на процеси низькотемпературної конденсації, що проводяться при суттєво більш низьких температурах («мінус» 90 – 120 °С) з розділенням вуглеводневих сумішей на вузькі фракції або індивідуальні вуглеводні.

Очищення та осушення вуглеводневих газів

Сірководень і вуглекислий газ є кислими корозійно-агресивними компонентами горючих газів, які у вологому середовищі, сприяють внутрішній корозії труб і устаткування та призводять до погіршення паливних якостей газу. Тому ці домішки слід видаляти перед транспортуванням і переробкою горючих газів.

Волога, що втримується в газі, викликає різні ускладнення в роботі

газової апаратури. Пари води в умовах промислової підготовки і під час транспортування здатні конденсуватися та, що особливо небезпечно, утворювати тверді кристалогідрати, які призводять до виникнення аварійних ситуацій.

Тому горючі природні гази, крім очищення від кислих компонентів, обов'язково осушують до допустимих норм. На практиці про вологовміст горючих газів роблять висновки за їх точкою роси, розуміючи під цим терміном температуру, нижче за яку водяна пара конденсується (випадає у вигляді «роси»).

Очищення вуглеводневих газів від сірководню та вуглекислого газу

Для очищення горючих газів від кислих компонентів або одного з них промислове застосування знайшли такі основні процеси:

- абсорбційні, що базуються на використанні рідких поглиначів – фізичних або хімічних абсорбентів або їх сумішей (комбінованих абсорбентів);
- адсорбційні, з використанням твердих поглиначів (активоване вугілля, природні або синтетичні цеоліти);
- окислювальні, що базуються на хімічному перетворенні сірчистих сполук (сірководню та меркаптанів) на елементарну сірку або комбінованому використанні процесів лужного очищення газів і каталітичної окислювальної регенерації лужного розчину.

У фізичних абсорбційних процесах як абсорбенти застосовують діметилловий ефір поліетиленгліколю (селексол-процес), пропіленкарбонат (флюор-процес), трибутилфосфат (естасольван-процес), ацетон, метанол (ректізол-процес) та інші. На відміну від хемосорбційних способів методом фізичної абсорбції можна поряд із сірководнем і двооксидом вуглецю добувати сірководневу кислоту, сірководень, меркаптани, а іноді й поєднувати процес очищення з осушенням газу. Тому в деяких випадках (особливо при високих парціальних тисках кислих компонентів і коли не потрібне тонке очищення газу) більш доцільно з економічних міркувань використовувати фізичні абсорбенти, які в порівнянні з хімічними відрізняються суттєво більш низькими витратами на регенерацію. Як хімічні абсорбенти (хемосорбенти) широко використовують аміни, луги, аміак, карбонат калію. Обмежене застосування цих абсорбентів обумовлене підвищеною розчинністю вуглеводнів у них, що знижує якість одержуваного кислого газу. З комбінованих абсорбційних процесів, що використовують як поглинач суміш фізичних і хімічних поглиначів, найбільше практичне поширення одержав сульфінол-процес із використанням сульфолану та дизопропаноламіну. У вітчизняній газовій промисловості та нафтопереробці переважне застосування одержали процеси етаноламінового очищення горючих газів. З амінів найбільше застосовують в нашій країні моноетаноламін (МЕА), а за кордоном – діетаноламін (ДЕА). Серед амінів МЕА більш дешевий і має такі переваги, як висока реакційна здатність, стабільність, висока поглинальна ємність, легкість регенерації. Однак ДЕА перевершує МЕА за такими показниками, як вибірковість, пружність парів, втрати внаслідок виносу та хімічних незворотних взаємодій, енергоємність стадії регенерації та деякими іншими.

При виборі концентрації розчину аміну враховують, що використання амінових розчинів високих концентрацій надає можливість зменшити об'єм циркулюючого розчину і внаслідок цього скоротити витрати на перекачування розчину, однак призводить до низки небажаних явищ:

- підвищується кількість поглинених кислих компонентів в одиниці маси розчину, що призводить до надмірного підвищення температури аміну за рахунок збільшення сумарного теплового ефекту;

- підвищується температура кипіння розчину, а отже, збільшується витрата пари на регенерацію;

- збільшується в'язкість розчину, внаслідок чого знижуються коефіцієнти масо- і теплопередачі та підвищуються енерговитрати на циркуляцію розчину (крім того, в'язкі розчини амінів мають більшу схильність до спінювання);

- збільшується пружність парів амінового розчину, що призводить до зростання втрат за рахунок випаровування;

- концентровані розчини алканоламінів мають більшу розчинювальну здатність стосовно вуглеводневих компонентів газу, що одночасно призводить до виділення додаткової кількості теплоти в абсорбері й підвищення навантаження на експанзер.

Зниження температури абсорбції призводить до підвищення добування цільових компонентів, але знижує селективність процесу внаслідок зростання розчинності вуглеводнів в амінових розчинах і збільшує ймовірність гідратуутворення. Підвищення температури збільшує селективність процесу стосовно кислих компонентів, але може призвести до зростання залишкового вмісту кислих компонентів в очищеному газі. Крім того, підвищення температури призводить до збільшення вологовмісту очищеного газу, що, в свою чергу, передбачає підвищення витрат гліколю на подальше його осушення і збільшує енерговитрати на регенерацію осушувача.

Підвищення тиску при незмінних температурі й концентрації аміну збільшує ступінь очищення газу від кислих компонентів, оскільки зростає рушійна сила процесу. Тому якщо необхідно очищати газ низького тиску, то доцільно попередньо його компримувати.

Стадію абсорбції кислих газів розчинами амінів проводять при тиску 2 – 7 МПа та температурі 25 – 40 °С, а регенерацію – при температурі близько 130 °С та тиску 0,15 – 0,2 МПа. Концентрація амінів у водному розчині становить МЕА 15 – 20 % (мас.) та ДЕА 25 – 30 % (мас.) відповідно [11].

Етаноламінове очищення горючих газів проводять на установках (рис.11.34, 11.35), що складаються з абсорбера *K-1* та десорбера *K-2* колонного типу (обладнаного відповідно 20 і 15 тарілками) і допоміжного устаткування. У нижню частину абсорбера *K-1* під глуху тарілку надходить вихідний газ, протитечією контактує зі спадаючим потоком розчину МЕА. Зверху *K-1* через краплевідбійник відводиться очищений газ, а знизу – насичений розчин МЕА, який нагрівається в теплообміннику до температури 80-90 °С та надходить у верхню частину десорбера *K-2*. Зверху *K-2* відводяться H_2S та CO_2 , знизу – регенований розчин МЕА. Частина цього розчину підігрівається в паровому кип'ятильнику та повертається в десорбер для підведення тепла, а решта

охолоджується в теплообміннику і холодильнику та подається на верх абсорбера *K-1*. На верхню тарілку десорбера *K-2* подається із сепаратора *C-2* після конденсації в конденсаторі-холодильнику як зрошення водний конденсат, який був виведений з верху *K-2* разом із кислими газами.

Перевагами адсорбційних методів очищення перед абсорбційними є висока поглинальна здатність адсорбентів навіть при низьких парціальних тисках компонентів, що добуваються, і можливість поєднувати тонке очищення газу від сірководню, діоксиду вуглецю та сіркоорганічних сполук з глибоким осушенням газу (навіть до точки роси газу по волозі «мінус» 70 °С при очищенні та осушенні газу на цеолітах). Недоліками процесів адсорбційного очищення газу є відносно високі експлуатаційні витрати та напівперіодичність процесу, у зв'язку з чим ці процеси частіше використовують для тонкого очищення газу від залишкових кількостей кислих компонентів після попереднього очищення методом абсорбції.

Каталітичні методи очищення газу від кислих компонентів застосовують у тих випадках, коли у вуглеводневому газі наявні сполуки недостатньо повно відділяються за допомогою рідких поглиначів або адсорбентів (сірковуглець, сульфід, дисульфід, тиофен).

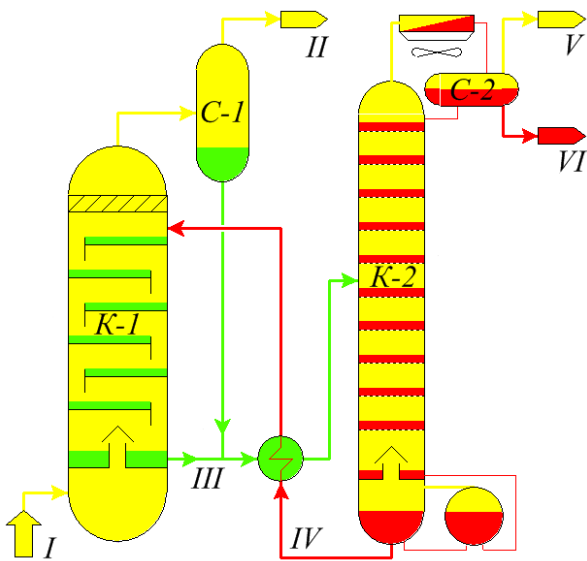


Рисунок 11.34 – Принципова схема установки очищення газів від кислих домішок:

I – сировинний газ; *II* – очищений газ;
III – насичений розчин аміну;
IV – регенований розчин аміну;
V – кислі гази; *VI* – водний конденсат



Рисунок 11.35 – Модель абсорбційної установки очищення газів від кислих домішок

Осушення вуглеводневих газів

Осушення вуглеводневих газів можна здійснити абсорбцією або адсорбцією. Переваги рідких поглиначів у порівнянні з твердими сорбентами полягають у наступному: низькі перепади тиску в системі; можливість осушення газів, що містять речовини, які отруюють тверді сорбенти; менші капітальні та експлуатаційні витрати. Однак ступінь осушення, а отже, і

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

депресія точки роси (різниця температур точок роси вологого та осушеного газу) при застосуванні рідких поглиначів менший, ніж під час використання твердих сорбентів.

У газовій промисловості для осушення природних газів найбільш широко використовують абсорбційний процес із застосуванням переважно як абсорбента висококонцентрованих розчинів гліколів – діетиленгліколю (ДЕГ) і триетиленгліколю (ТЕГ). Останнім часом застосовують також пропіленгліколь (ПГ). За такими показниками, як леткість, і, отже, витрата абсорбенту, осушувальна здатність, схильність до піноутворення, стійкість до окиснення і термічного розкладання, корозійна активність і деяким іншим, ДЕГ і ТЕГ більш кращі й тому знаходять в абсорбційних процесах осушення газів переважне застосування в порівнянні з моноетиленгліколем. Процес осушення газів передбачає дві стадії: абсорбцію та десорбцію вологи і здійснюється відповідно у двох апаратах колонного типу з тарілками (або насадками) – абсорбері та десорбері (рис. 11.36).



**Рисунок 11.36 – Установа осушення природного газу
Гнідинцівського ГПЗ (ВАТ «Укрнафта»)**

На ефективність процесу осушення впливають термодинамічні параметри (тиск, температура контакту), природа абсорбенту і його концентрація.

Підвищення тиску знижує вологовміст газу і зменшує кількість розчину, яку необхідно подавати на осушення для одержання газу із заданою точкою роси. Найчастіше абсорбційне осушення вуглеводневих газів проводять при помірно підвищеному тиску 2 – 6 МПа.

Значною мірою осушення залежить від температури контакту газу з абсорбентом. Підвищення температури контакту збільшує парціальний тиск води над абсорбентом і тим самим підвищує точку роси газу, який осушується. При зниженні температури контакту спостерігається зворотний ефект. Як правило, абсорбційне осушення проводиться при температурі осушуваного газу близько 20 °С і не вище 45 – 50 °С.

Значну роль у процесі осушення газу має концентрація абсорбенту. Чим менше води утримується в абсорбенті, тим нижча точка роси газу, який осушується. Зазвичай для осушення газів, що мають температуру 0 – 40 °С, застосовують розчини з вмістом ДЕГ 90 – 98,5 % (мас.) або ТЕГ 95 – 99 % (мас.) відповідно. Газ, що має температуру вище 40 °С, осушується ДЕГ або ТЕГ з

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

концентрацією 98,5 – 99,8 % (мас.). При осушенні газів, охолоджених до «мінус» 30 – 40 °С методом упорскування в теплообмінники, використовують розчини моноетиленгліколю з концентрацією 75 – 85 % (мас.) для зниження температури замерзання абсорбенту.

Істотний вплив на процес осушення чинить глибина регенерації розчину поглинача, насиченого водою. При концентрації регенованих розчинів 96 – 97,5 % (мас.) застосовується десорбція при тиску вище атмосферного. Більш концентровані розчини гліколів можна одержати за рахунок проведення регенерації під вакуумом, з подачею газу віддуву (очищеного та осушеного природного газу або будь-якого інертного газу) та використанням азеотропної перегонки. Регенерацію гліколів під вакуумом проводять при залишковому тиску 0,06 – 0,08 МПа. У цьому разі регенерацією ДЕГ при температурі 120 – 150 °С досягається концентрація регенованого розчину 98,5 – 99,3 % (мас.), а регенерацією ТЕГ – при температурі 204 °С – 99,5% (мас.). Депресія точки роси в цих випадках досягає 50 – 70 °С. Газ віддуву, який подається до десорбера, знижує парціальний тиск водяної пари і забезпечує одержання концентрації розчину гліколю до 99,8 % (мас.). Витрата газу для відпарювання становить 10 – 60 м³/м³ гліколю. Враховуючи, що ТЕГ має більш високу температуру розкладання, його можна нагрівати при атмосферному тиску до більш високої температури, ніж ДЕГ, та одержати більш концентрований розчин, що забезпечує кращу депресію точки роси. Для підвищення глибини регенерації можна застосовувати азеотропну перегонку, тобто вводити низькокиплячі речовини, які утворюють з водою азеотропні суміші (бензол, толуол, ксилол та інші). Їх вводять у кількості не більш 10% від маси абсорбенту через перфоровану трубу під рівень гарячого розчину гліколю. Температура кипіння створеного азеотропа нижче температури кипіння води, що дозволяє підвищити концентрацію регенованого гліколю до 99,9 % (мас.) і досягати точки роси осушеного газу «мінус» 75 °С.

Принципова схема установки осушення газів (УОГ) гліколями подана на рис. 11.37.

Сирий газ після проходження сепаратора *C-1* і відділення краплинної вологи надходить у тарілчастий абсорбер *K-1*, який зрошується зверху гліколем. Природний газ направляєється з верхньої частини абсорбера до сепаратора *C-2* для вловлювання бризок і запобігання виднесення гліколю з потоком осушеного газу. У процесі контакту фаз на тарілках гліколь насичується вологою та відводиться знизу абсорбера *K-1*, і направляєється на регенерацію через теплообмінник, у якому підігрівается зворотним потоком регенованого абсорбенту. Підігрітий гліколь надходить у середню зону десорбера-регенератора *K-2*. Нижня вичерпна частина регенератора обігрівается парами кип'ятильника. Пари води з десорбера конденсуються в теплообмінному апараті, конденсат збирається в ємності-збірнику конденсату і частково повертається в десорбер у вигляді зрошення. Регенований гліколь подається через теплообмінники в абсорбер.

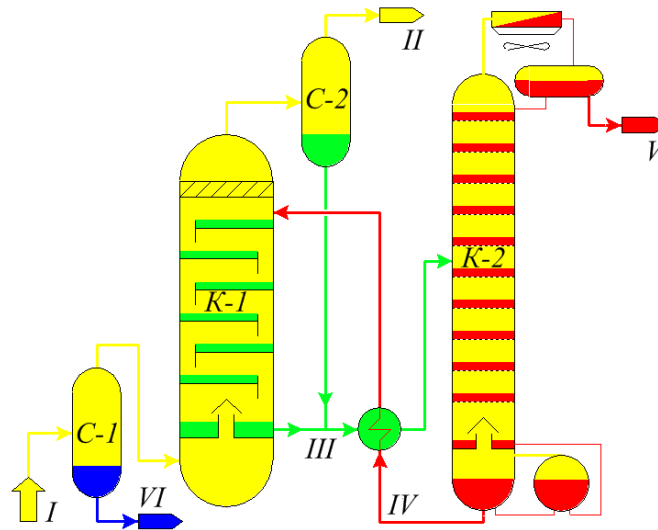


Рисунок 11.37 – Принципова схема установки осушення природного газу гліколями:

I – сирій газ; II – осушений газ; III – насичений гліколь; IV – регенований гліколь; V – конденсат води; VI – конденсат вуглеводнів і води

Відбензинювання газів, низькотемпературні методи переробки газів

Загальні відомості про способи відбензинювання газів та низькотемпературні процеси переробки газів

Основними технологічними процесами ГПЗ є процеси відбензинювання з подальшим розділенням нестабільного бензину на газовий бензин і індивідуальні технічно чисті вуглеводні.

Відбензинювання – процес добування з газу нестабільного газового бензину, що містить висококиплячі вуглеводні (C_3H_8 та інші), тобто процес відбензинювання передбачає відділення метан-етанових вуглеводнів у вигляді газової суміші та виділення широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ). Потім нестабільний бензин розділяють на стабільний газовий бензин та індивідуальні технічно чисті вуглеводні або їх суміші – збагачені фракції (пропан-бутанова, пропан-пентанова та ін.).

Залежно від об'ємів переробки, тиску, вмісту в газі цільових компонентів і глибини їх добування застосовують такі способи відбензинювання:

- компресійні, що базуються на стисненні газу і подальшому його охолодженні з метою конденсації групи висококиплячих компонентів, відокремлюваних у сепараторах;
- сорбційні (абсорбційно-десорбційні та адсорбційно-десорбційні), що здійснюються під тиском і при звичайних, низьких і середніх температурах;
- низькотемпературної конденсації та сепарації (НТК і НТС), в основі яких лежать процеси однократної конденсації при температурах «мінус» 10 – 25°C з подальшим відділенням виділеного конденсату в сепараторах гідромеханічними методами;
- низькотемпературні з використанням процесів дроселювання, конденсації та ректифікації.

Кожний з компонентів газової суміші має індивідуальні критичні

параметри, при досягненні яких стають можливими фазові переходи. Це максимальні значення температури і тиску, при яких ще можливе існування двох фаз. При температурі вище за критичну існує тільки один фазовий стан, і ніякими поєднаннями інших параметрів перевести його в двофазний стан неможливо. Отже, процеси часткового або повного зрідження однокомпонентного газу можна здійснити тільки після попереднього охолодження газу до температури нижче за критичну.

На практиці частіше доводиться мати справу з багатокомпонентними газовими сумішами, в яких критичні області спостерігаються в широкому діапазоні параметрів залежно від складу.

При створенні в газовій системі параметрів, які будуть відповідати параметрам фазового переходу будь-якого компонента газової суміші, цей компонент почне конденсуватися.

З урахуванням здатності компонентів газової суміші до розчинення у вуглеводневих рідинах з початком процесу конденсації навіть одного компонента в системі збільшується кількість утвореної рідини за рахунок наявності в ній інших розчинених компонентів.

Видобування легких вуглеводнів та збагачення газової (парової) фази ними відбувається в міру зниження температури і конденсації високомолекулярних складових газової суміші. Глибина видобування цільових компонентів, які переводяться до рідкої фази, визначається відповідним значенням температури охолодження суміші визначеного складу при заданому тиску.

Зважаючи на те, що ступінь конденсації важких вуглеводнів збільшуватиметься при підвищенні тиску та зниженні температури до повного переходу в рідку фазу, а при цьому в рідину переходять і легкі компоненти, чіткість розділення газової суміші знижується.

Підвищення ефективності розділення газових сумішей стає можливим завдяки використанню низькотемпературних методів обробки, які базуються на фізичних законах фазових переходів індивідуальних компонентів при зміні тиску і температури. Низькотемпературні процеси завдяки своїм особливостям можуть комплексно використовуватися на різних стадіях переробки газу, особливо в тих випадках, коли переробка здійснюється з отриманням широкого асортименту продуктів.

Усі низькотемпературні процеси підрозділяють на чотири групи: низькотемпературна конденсація, низькотемпературна ректифікація, низькотемпературна абсорбція і низькотемпературна адсорбція.

Абсорбційний спосіб відбензинювання застосовують для розділення газів, які у своєму складі мають від 200 г/м^3 до 300 г/м^3 вуглеводнів $C_{3+\text{вище}}$.

Продукцією абсорбційних установок є сухий газ, паливний газ та нестабільний газовий бензин.

Найпоширенішим з абсорбційних способів відбензинювання газів на вітчизняних ГПЗ є використання **маслоабсорбційних установок (МАУ)** (рис. 11.38). Принципова схема маслоабсорбційної установки типового ГПЗ подана на рис. 11.39.

Осушений і очищений газ, який пройшов вхідний сепаратор *C-1*, надходить в абсорбер *K-1*, який зрошується абсорбентом – маслом, що являє собою близькі за будовою і молекулярною масою до вуглеводневих газів рідкі вуглеводні (бензинові фракції або дизельне паливо), при цьому абсорбент поглинає фракції C_{3+} вище, насичується ними і стікає вниз колони. Відбензинений (товарний) сухий газ, що містить метан-етанову фракцію, відводиться з верху колони *K-1* і відправляється споживачу. Насичене бензином масло подається в середню частину абсорбційно-відпарної колони (АВК) *K-2*, в якій у нижній частині відбувається відпарювання легких вуглеводнів. У верхній частині абсорбційно-відпарної колони *K-2* відбувається зміцнення пари легкокиплячими вуглеводнями. Пари, які відводяться, конденсуються в пропановому випарнику і розділяються в сепараторі *C-2*, відокремлені метан-етанові залишкові газу використовують як паливний газ.



Рисунок 11.38 – МАУ Качанівського ГПЗ (ВАТ «Укрнафта»)

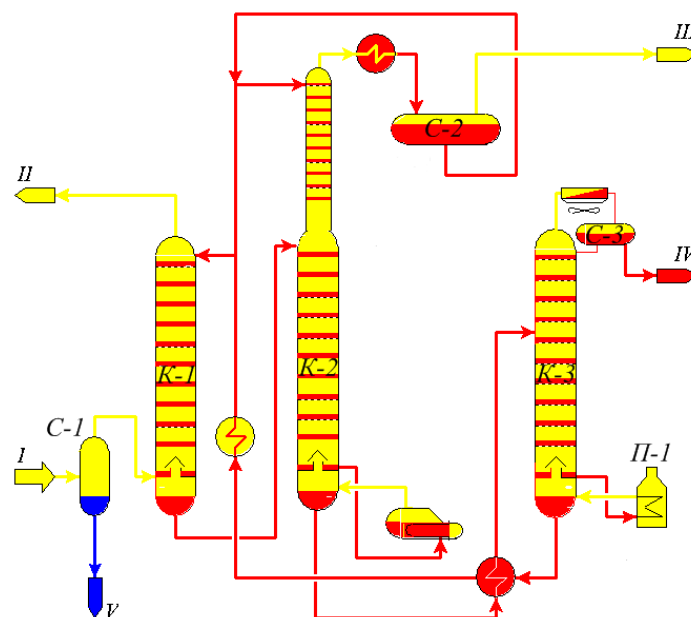


Рисунок 11.39 – Принципова схема маслоабсорбційної установки (МАУ):
I – сирий газ; *II* – товарний газ; *III* – паливний газ; *IV* – нестабільний газовий бензин (широка фракція легких вуглеводнів); *V* – конденсат

Кубовий залишок з абсорбційно-відпарної колони *K-2* підігрівається і відводиться в середню частину десорбційної колони *K-3*, в якій у нижній частині відбувається регенерація масла. Регенований абсорбент відбирається знизу десорбера, охолоджується і подається на зрошення колон *K-1* та *K-2*. Пари, які відводяться з десорбера *K-3*, конденсуються і розділяються в

сепараторі С-3, звідки частину рідини використовують як флегму, а іншу частину відводять як готовий продукт у вигляді нестабільного газового бензину або широкої фракції легких вуглеводнів.

Процес абсорбції-десорбції в МАУ проходить при таких технологічних параметрах: абсорбція – тиск 2,5-7,0 МПа, температура 10-30 °С; відпарювання паливного газу – тиск 1,0-3,5 МПа, температура 70-100 °С; десорбція (регенерація абсорбенту) – тиск 0,7-1,7 МПа, температура 120-150 °С.

Оскільки нестабільний газовий бензин не знаходить безпосереднього застосування в народному господарстві, з нього отримують стабільний газовий бензин та технічно чисті індивідуальні вуглеводні (пропан, бутан, пентан, гексан). Тому після МАУ широка фракція легких вуглеводнів (ШФЛВ) направляється на переробку методом газофракціонування.

Низькотемпературна конденсація (НТК) – процес ізобарного охолодження газу до температур, за яких при даному тиску з'являється рідка фаза. Розділення вуглеводневих газів методом НТК здійснюється шляхом охолодження їх лише до заданої кінцевої температури при постійному тиску і складі початкового газу та супроводжується конденсацією цільових компонентів газової суміші з подальшим розділенням у сепараторах газової та рідкої фаз. Задану температуру в системі отримують під час введення розрахункової кількості холоду.

Один і той самий ступінь конденсації вихідного газу може відповідати різним комбінаціям температури і тиску процесу. З підвищенням тиску в системі ступінь конденсації при сталій температурі збільшується, а вибірковість поглинання цільових компонентів знижується. Зміна ступеня конденсації газової суміші залежно від зміни тиску і температури носить непостійний характер. В області низького тиску ступінь конденсації швидко змінюється зі зміною величини тиску. При збільшенні тиску інтенсивність конденсації знижується. Що стосується впливу температури, то ступінь конденсації компонентів збільшується зі зниженням температури найінтенсивніше лише до певного значення (залежно від складу початкового газу), нижче за яке швидкість конденсації починає сповільнюватися.

Таким чином, ступінь конденсації вуглеводнів можна збільшувати двома способами: підвищенням тиску при сталій температурі або зниженням температури при сталому тиску. Але процес конденсації при кожному зі способів зміни технологічних параметрів має свої особливості. При зростанні тиску при сталій температурі підвищення ступеня конденсації в рідку фазу разом із важкими компонентами переходить значна кількість легких компонентів, що погіршує чіткість розділення вуглеводнів. При зниженні температури при сталому тиску збільшення ступеня конденсації супроводжується підвищенням чіткості розділення легких і важких компонентів, що пояснюється більшою різницею значень леткості компонентів суміші в області низьких температур.

Для отримання майже чистих індивідуальних компонентів газу або вузьких фракцій вуглеводнів доцільним є проведення процесу при помірному тиску і низьких температурах. При цьому високої чіткості розділення вуглеводневих газів шляхом одноразової конденсації і подальшої сепарації

досягти практично неможливо. Тому сучасні установки НТК поєднують низькотемпературну конденсацію з виділенням залишкових кількостей розчинених газів з рідкої фази, зокрема етану з пропан-бутанової фракції (процес деетанізації) або метану з фракції C_{2+} (процес деметанізації).

Сучасні схеми установок НТК передбачають такі стадії: стиснення (компримування) газу до тиску 3,0 – 7,0 МПа; осушення газу; охолодження газу в системі холодильників із зовнішнім і внутрішнім холодильним циклом до низьких температур в інтервалі до «мінус» 30 – 70 °С (залежно від повноти розділення) для утворення двофазної системи; сепарація двофазної системи; розділення газорідинної суміші вуглеводнів на рідку фазу (деетанізація, деметанізація) і паливний газ, який не сконденсувався.

Блок деетанізації є необхідним елементом установок НТК, оскільки підвищений вміст пропану в сухому газі призводить до втрати товарної продукції, а підвищений вміст етану в нижньому продукті – до виробництва некондиційного пропану або пропан-бутанової фракції.

Схеми НТК класифікують за кількістю ступенів конденсації, за типом джерел холоду, за типом і складом цільових продуктів, що виділяються, за кількості ступенів сепарації.

За кількістю ступенів конденсації схеми НТК підрозділяють на одно-, дво- і триступінчасті. Після кожного процесу одноразової конденсації здійснюється сепарація утвореної двофазної суміші з відведенням рідкої фази.

За типом джерел холоду схеми НТК підрозділяють на схеми із зовнішнім холодильним циклом; із внутрішнім холодильним циклом; із комбінованим холодильним циклом. Для отримання глибокого холоду використовують каскадні холодильні цикли.

Принципова схема установки низькотемпературної конденсації (НТК) із зовнішнім холодильним циклом подана на рис 11.40.

Компримований та осушений газ охолоджується і після розділення в сепараторі *C-1* холодний відбензинений газ надходить у газопровід.

Холодний вуглеводневий конденсат після підігріву надходить у колону-деетанізатор *K-1*, де при зниженому тиску відбувається його розділення. Легка вуглеводнева фракція відділяється у верхній частині колони та охолоджується для більш повного її відділення. Верхня частина колони зрошується флегмою (охолодженою і збагаченою пропан-бутановою фракцією рідиною). Гази, які збагачені етановою фракцією, відводяться з ємності як паливний газ або технологічний газ для видобування етану. З нижньої частини колони відводиться деетанізований нестабільний бензин (C_{3+} вище) і прямує на установку розділення вуглеводнів. Низ колони обігрівається за допомогою пари. Режим роботи колони *K-1* регулюється залежно від складу початкової сировини, тиску, температури і складу цільового продукту.

Низькотемпературна абсорбція (НТА) – процес, який базується на відмінності в розчинності компонентів газу в рідкій фазі при низьких температурах і подальшому виділенні видобутих компонентів у десорберах, які працюють за повною схемою ректифікації.

Технологічні схеми низькотемпературної абсорбції являють собою вдосконалені маслоабсорбційні установки (МАУ), що отримали розвиток у міру збільшення потреби у вуглеводневій сировині, в яких для охолодження технологічних потоків разом із водяними (повітряними) холодильниками стали застосовувати спеціальні холодильні системи.

Ефективність роботи установки НТА в цілому та її окремих елементів залежить від набору та комбінації багатьох технологічних і конструктивних параметрів. Основними факторами, від яких залежить повнота видобування ключових елементів, є температура і тиск процесу, склад початкової сировини і вимоги до якості готової продукції, кількість теоретичних тарілок в абсорбері та десорбері, фізико-хімічні властивості абсорбенту та інші.

Комбінування технологічних і конструктивних параметрів установки НТА робить її досить універсальною – вона може бути використана для видобування етану і важких вуглеводнів з газів різного складу. Застосування схеми НТА дозволяє забезпечити видобування при порівняно помірному холоді етану до 40 – 50%, пропану до 90 – 95%, газового бензину – 100%.

При виборі значення робочого тиску в абсорбері НТА беруть до уваги тиск газу, який надходить на завод по магістральних газопроводах; тиск, при якому досягається оптимальне видобування товарної продукції, а також робочий тиск у магістральному газопроводі для транспортування очищеного газу споживачам.

Тиск в абсорбері на установках НТА можна підтримувати в межах тиску магістрального газопроводу, по якому газ надходить до установки.

Підвищення тиску в абсорбері призводить до збільшення видобування легких небажаних вуглеводнів (якщо процес видобування, наприклад, етану, не зумовлено необхідністю), внаслідок чого кількість газу в абсорбційно-відпарній колоні (АВК) зростає і призводить до збільшення втрат пропану і важких вуглеводнів із сухим газом АВК.

Тиск в абсорбері на установках НТА для розділення природних газів підтримується до 5,5 МПа, для розділення нафтових газів – до 4 МПа. В окремих випадках робочий тиск в абсорберах установки НТА може становити 5,5 – 7,0 МПа і більше. Це пояснюється особливістю переробки високонапірного природного газу і транзитного газу, якщо переробний завод

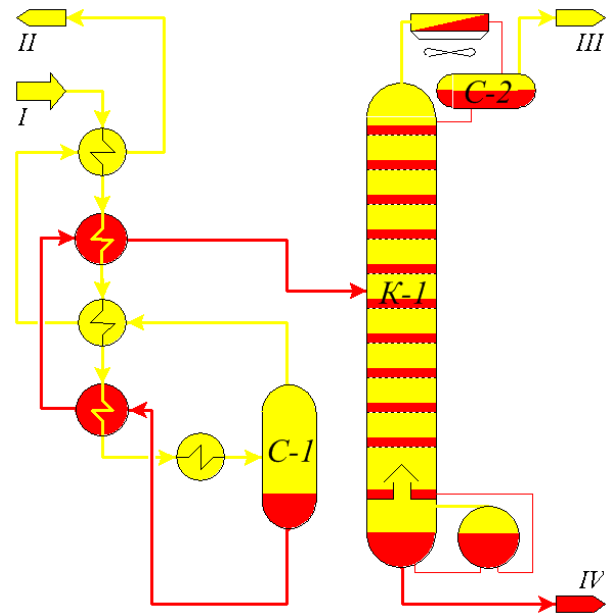


Рисунок 10.40 – Принципова схема установки низькотемпературної конденсації (НТК) із зовнішнім холодильним циклом:

*I – сирий газ; II – відбензинений газ;
III – паливний газ; IV – деетанізований бензин*

розташовано поблизу магістральних трубопроводів. Тиск в АВК підтримується в межах 1,5 – 1,8 МПа, в десорбері – 1,1 – 1,4 МПа.

Зниження температури призводить до підвищення ступеня конденсації всіх вуглеводнів, але швидкість збільшення ступеня конденсації для важких компонентів газу вища, ніж для легких. Таким чином, використовуючи низькі температури з варіацією інших параметрів процесу, можна досягти більшої чіткості розділення компонентів газової суміші. Температура в абсорбері становить «мінус» 15 °С зверху колони, «мінус» 23 °С знизу колони.

АВК працює в такому режимі: тиск у колоні 1,5 – 1,8 МПа, температура зверху колони підтримується в межах 0 – 5 °С, знизу колони – 115 – 130 °С.

Параметри режиму роботи десорбера такі: тиск 1,1 – 1,4 МПа, температура зверху колони становить 80 – 85 °С, знизу колони – 225 – 228 °С.

Зниження температури і підвищення тиску в абсорберах установок НТА дозволяє використати низькомолекулярні абсорбенти (молекулярна маса $M = 80 - 120$) і забезпечити реалізацію процесу при нижчій питомій витраті абсорбенту. Це сприяє підвищенню ефективності процесу і збільшенню одиничної потужності технологічних ліній газопереробних заводів.

Оскільки процес абсорбції є екзотермічним, на установках НТА існує проблема відведення теплоти по висоті абсорбера.

Для нормалізації теплового режиму і підвищення ефективності процесу використовують такі технічні рішення:

- відведення тепла по висоті абсорбера за рахунок проміжного охолодження насиченого абсорбенту в теплообмінниках, розташованих біля абсорбера;

- охолодження насиченого абсорбенту в теплообмінниках, розташованих всередині абсорбера;

- насичення регенованого абсорбенту легкими вуглеводнями за межами абсорбера із відведенням тепла абсорбції перед подачею абсорбенту в абсорбер.

За результатами аналізу впливу конструктивних і технологічних параметрів на процес НТА визначено такі основні напрями вдосконалення процесу: зниження температури потоків, що надходять в абсорбер; підвищення тиску в системі абсорбції газу; насичення регенованого абсорбенту етаном і (або) метаном за рахунок змішування абсорбенту із сухим газом абсорбера і (або) АВК; використання низькомолекулярних абсорбентів; організація процесу абсорбції і десорбції в умовах регульованого по висоті апарата відведення тепла; попереднє відбензинювання сирого газу за межами абсорбера та інші. Реалізація цих заходів дозволить значно підвищити техніко-економічні показники процесу НТА.

Технологічні схеми установок НТА складаються з:

- блока попереднього відбензинювання початкового газу, що є блоком низькотемпературної конденсації (НТК);

- блока НТА, де відбувається додаткове видобування вуглеводнів з газу, що пройшов блок НТК.

Принципова схема установки низькотемпературної абсорбції (НТА) подана на рис. 11.41.

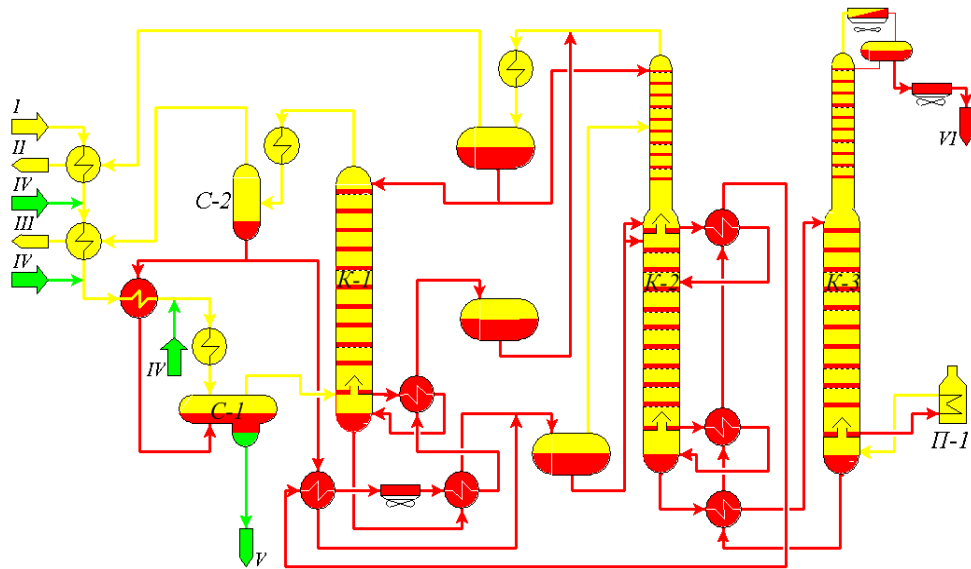


Рисунок 11.41 – Принципова технологічна схема установки низькотемпературної абсорбції (НТА) для відбензинювання газу:
I – сирий газ; II – холодні гази вивітрювання на факел; III – відбензинений газ; IV – розчин ДЕГа; V – насичений розчин ДЕГа на регенерацію; VI – широка фракція легких вуглеводнів (ШФЛВ)

Осушений газ надходить на установку і послідовно охолоджується зворотними потоками газу. Для попередження гідратуутворення в потік охолоджуваного газу перед холодильниками вводять розчин ДЕГа, потім газ доохолоджується пропаном; конденсат, що при цьому виділився, і насичений розчин ДЕГа розділяються в трифазному роздільнику *C-1*, з якого насичений розчин ДЕГа відправляють на регенерацію, а гази, що відділилися, надходять у нижню частину абсорбера *K-1*. Абсорбер зверху зрошується охолодженим абсорбентом. Як абсорбент використовують фракцію вуглеводнів з молекулярною масою $M=140$ і температурою википання $105 - 205$ °С. Відбензинений газ відводиться зверху абсорбера, додатково охолоджується, надходить у сепаратор *C-2*, а потім у теплообмінник.

Таким чином, процес низькотемпературної абсорбції в цій схемі забезпечується холодом, який одержується під час випаровування пропану в холодильниках-випарниках, а також рекуперацією холоду зворотних потоків газу в теплообмінниках.

Насичений абсорбент відводиться знизу колони *K-1* і надходить у збірник, а з нього в середню частину абсорбційно-відпарної колони (АВК) *K-2*. Верхня частина колони зрошується регенованим охолодженим абсорбентом. Холодні гази вивітрювання, що складаються практично з метану й етану, надходять у теплообмінник на охолодження початкового газу. У нижній частині АВК з абсорбенту відділяються розчинені в ньому легкі гази метан і етан, а насичений розчин ДЕГа знизу колони через теплообмінник відводиться в десорбер *K-3*. Для нормалізації теплового режиму нижньої частини АВК передбачено проміжне відведення з напівглухої тарілки частини абсорбенту і його підігрів гарячим регенованим абсорбентом.

Процес десорбції проходить аналогічно раніше описаному, пари широкої фракції вуглеводнів конденсуються, частина конденсату подається на зрошення верху десорбера *K-3*, а частина відводиться як готовий продукт (ШФЛВ) – нестабільний бензин, який направляють на установку стабілізації конденсату з подальшим газофракціонуванням.

Регенований абсорбент після проходження системи теплообмінників подається на зрошення колон *K-1* та *K-2*.

Тепловий режим десорбера *K-3* забезпечується відбором з напівглухої тарілки і нагріванням частини регенованого абсорбенту в трубчастій печі *П-1* і поверненням нагрітого абсорбенту в десорбер *K-3*.

Низькотемпературна ректифікація (НТР) – процес розділення газових сумішей при низьких температурах, який базується на охолодженні газової сировини до температури, при якій система переходить у двофазний стан, і подальшому розділенні утвореної газорідинної суміші в ректифікаційних колонах.

Процеси НТР є різновидом і удосконаленням процесів НТК. Перехід газів у рідину здійснюється при охолодженні їх до температур нижче за температуру кипіння.

Особливістю установок з використанням процесів НТР, на відміну від установок НТК, є відсутність проміжної сепарації охолодженого газу і подача його разом із конденсатом, що утворився, безпосередньо в колону ректифікації.

Процеси НТР дозволяють провести розділення з меншою витратою роботи, ніж при інших способах, розділити нестабільний бензин (ШФЛВ) на технічно чисті індивідуальні вуглеводні й одержувати одночасно стабільний газовий бензин, пропан-бутанову суміш, а також пропан, ізобутан, н-бутан, ізопентан, н-пентан та інші вуглеводні.

Вибір необхідного тиску і зниження температури газової суміші перед її розділенням сприяють повнішому переходу в рідку фазу вуглеводнів C_{3+} вище.

Процеси НТР проводять в області низьких температур (від «мінус» 50 °С до «мінус» 80 °С), їх застосовують для відбензинювання жирних газів; вони дозволяють більш повно видобувати вуглеводневі фракції (в межах 85 – 90 % від їх вмісту в початковому газі).

У технологічній схемі процесу низькотемпературної ректифікації спочатку відбувається низькотемпературна конденсація без відділення газової фази з подачею сировини в ректифікаційну колону в двофазному стані.

Конструктивне оформлення установок НТР має низку особливостей:

– у схемах низькотемпературної ректифікації використовують зовнішні або внутрішні холодильні цикли;

– для підведення тепла в куб колони використовують кип'ятильники, розміщені безпосередньо під колоною, в яких теплоносієм слугує сировина, що подається на розділення, або ребойлери, в змійовик яких подається потік сировини, а тепло в колону надходить з паровою фазою, виділеною в ребойлері з кубового продукту колони.

Залежно від принципової схеми установки НТР ректифікаційні колони підрозділяють на ректифікаційно-відпарні та конденсаційно-відпарні.

У ректифікаційно-відпарних колонах газовий потік охолоджується послідовно в теплообміннику зворотним потоком сухого газу і в холодильнику, внаслідок чого він переходить у двофазний стан (частково конденсується) і без попередньої сепарації подається в середню частину колони. Верхній продукт колони проходить через конденсатор-холодильник і надходить у рефлюксну ємність, де відділяється газова фаза, а вуглеводні, що сконденсувалися, повертаються як зрошування на верх колони.

У схемах розділення вуглеводневого газу з використанням конденсаційно-відпарних колон сирій газ охолоджується послідовно зворотним потоком сухого газу (або змішується з ним), доохолоджується в холодильниках із зовнішнім холодоагентом і надходить на розділення в сепаратор, звідки відбензинений газ виводиться з установки, а вуглеводні, що сконденсувалися, надходять на верхню тарілку колони. В цьому разі знижується навантаження на колону за рахунок відділення основної кількості сухого газу в сепараторі і є можливість використання менш дорогого обладнання з меншою продуктивністю. Перевагою ж схеми з ректифікаційно-відпарною колоною є підвищення чіткості розділення за рахунок наявності великої кількості низькокиплячих компонентів, які підвищують парціальний тиск видобутих компонентів у рідкій фазі і тим самим прискорюють процеси масообміну.

Залежно від способів створення охолодження і досягнення низьких температур застосовують одно- або двоколонну ректифікацію, одно- або двопотокову схему переробки газу.

Термодинамічно більш вигідна схема відбензинювання природного газу методом НТР з введенням сировини двома потоками. Ця схема дозволяє зменшити енергетичні витрати приблизно на 10 % і здійснювати процес при вищих температурах.

Для здійснення процесу охолодження сировинного газового потоку в схемі НТР може бути застосований холодильник із зовнішнім хладагентом (пропан, етан та ін.) або дроселі та турбодетандери з метою отримання холоду за рахунок розширення технологічних потоків. У разі використання дроселювання з детандуванням газовий потік після охолодження з частковою конденсацією зворотним потоком сухого газу в теплообміннику надходить в сепаратор на розділення. Газова фаза із сепаратора надходить у турбодетандер, де за рахунок розширення охолоджується, а рідка фаза проходить через дросель. Потім газова і рідка фази об'єднуються і надходять у середину колони як живлення.

У схемах з двопотоковою подачею сировини одна частина сировини (60 %) надходить без охолодження в середню частину колони, а друга частина (40 %) охолоджується в рекуперативному теплообміннику зворотним потоком сухого газу, що відводиться з верху ректифікаційної колони.

Для процесів ректифікації природного газу з виділенням етанової і метанової фракцій використовують глибоке охолодження з циклом дроселювання і детандування технологічних потоків.

Застосування низькотемпературних установок з детандуванням газу

дозволяє помітно знизити температуру газів перед їх розділенням і частково провести рекуперацію енергії розширення для роботи компресора, встановленого на одному валу з турбодетандером.

Принципова схема установки низькотемпературної ректифікації (НТР) з турбодетандером подана на рис. 11.42. Очищений і осушений до низької температури точки роси («мінус» 50 – 80 °С) сировинний газ ділиться на два потоки: перший основний потік послідовно охолоджується в теплообмінниках зворотним потоком відбензиненого залишкового газу, а в холодильнику – пропаном, який випаровується.

Після охолодження в теплообмінниках до «мінус» 50 °С газ надходить у сепаратор *C-1*, в якому відділяється конденсат, і далі перетікає в роздільник *C-2*. Відокремлена газова фаза з сепаратора *C-1* надходить на розширення в детандер, де тиск знижується майже вдвічі, при цьому в результаті дросель-ефекту температура газу знижується до «мінус» 70 °С. Охолоджена газорідинна суміш надходить у колону-деметанізатор *K-1*, де під тиском 2,4 МПа відбувається відділення незріджених залишкових газів (метану і домішок неконденсованих газів). У середню частину колони *K-1* надходить конденсат із сепаратора *C-2*. В результаті процесів розділення з нижньої частини колони *K-1* відводиться рідка фаза, що подається в середню частину колони-деетанізатора *K-2*, при цьому конденсат підігрівается другим потоком сировинного газу. Низ колони-деметанізатора *K-1* обігрівается парами, що утворилися у кип'ятильнику.

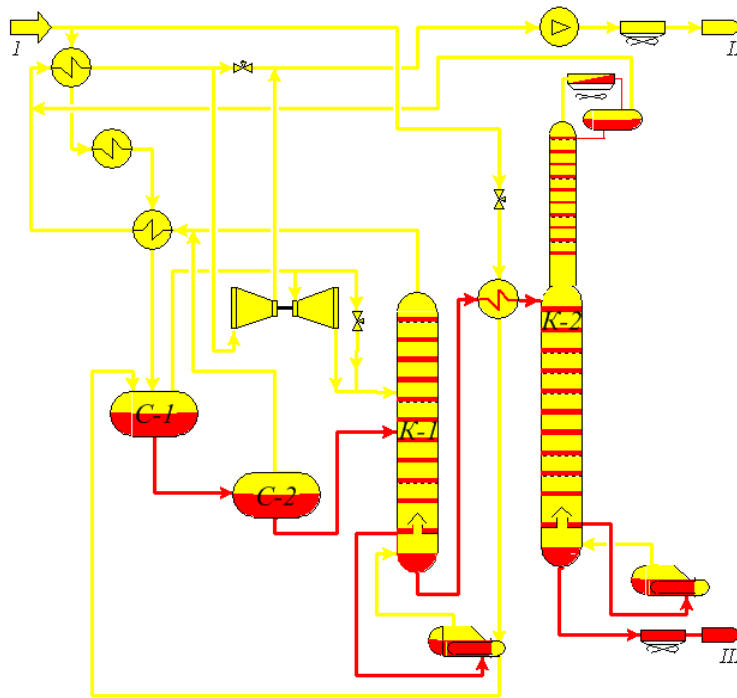


Рисунок 11.42 – Принципова схема установки низькотемпературної ректифікації (НТР) з турбодетандером:

I – сировий газ; II – відбензинений газ; III – нестабільний бензин (ШФЛВ)

Гази, що відділилися в колоні, додатково охолоджуються. Конденсат, що виділився в збірнику-сепараторі *C-3*, подається як флегма на зрошення колони.

Гази, що не сконденсувалися, змішуються з газами після колони-деметанізатора *K-1*, суміш відбензинених газів дотискається в компресорі й після охолодження направляється споживачам або на подальшу переробку. Низ колони-деетанізатора *K-2* обігривається парами, отриманими в кип'ятильнику-випарнику.

Виділений у колоні-деетанізаторі *K-2* нестабільний бензин (ШФЛВ) після охолодження прямує на установку стабілізації конденсату або на подальше газофракціонування.

Низькотемпературна адсорбція (НТ-адсорбція) – процес, який базується на різній здатності компонентів газу поглинатися на твердих поглиначах.

Низькотемпературна адсорбція знайшла застосування в тих випадках, коли компоненти газової суміші мають дуже низький парціальний тиск, внаслідок чого процес видобування їх із газової суміші іншими методами є досить складним.

Процес низькотемпературної адсорбції відрізняється від усіх низькотемпературних процесів розділення газів високою селективністю, але вимагає відведення тепла (при виділенні тепла адсорбції кінетична енергія молекул збільшується, відбувається зменшення інтенсивності процесу низькотемпературної адсорбції), чіткого контролю за процесом, і є досить дорогим та використовується обмежено лише для отримання продуктів високого ступеня чистоти.

Низькотемпературна адсорбція здійснюється в апаратах із стаціонарним шаром адсорбенту – активованого гранульованого вугілля, цеоліту, гранульованого силікагелю та інших.

Поглиняльна здатність активованого вугілля залежить від марки вугілля, температури і тиску газу, а також від його вологовмісту. У виробничих умовах поглиняльна здатність 1 кг активованого вугілля становить до 100 г вуглеводнів. Активоване вугілля різних марок проявляє вибірковість до окремих компонентів газової суміші, при цьому в початковий період процесу активніше поглинаються компоненти з меншою молекулярною масою, а у міру насичення низькомолекулярні вуглеводні витісняються високомолекулярними. Для видобування легких вуглеводнів (пропану і бутану) перевагу віддають активованому вугіллю, для адсорбції водяної пари і важких вуглеводнів частіше використовують гранульований силікагель.

Процес низькотемпературної адсорбції газу передбачає в основному три стадії: адсорбцію, десорбцію і регенерацію (сушіння та охолодження) адсорбенту.

Останніми десятиліттями у світовій практиці застосовують установки з коротким циклом роботи, в яких задіяні два адсорбери. Тоді як один адсорбер працює в режимі низькотемпературної адсорбції газу, другий адсорбер знаходиться в режимі регенерації, при цьому цикли відрегульовано таким чином, що тривалість стадій адсорбції і регенерації однакова.

Для переробки газів із високим вмістом пропану і бутанів використовують установки із закритою системою регенерації адсорбенту, для

адсорбції газів із високим вмістом пентанів і вищих вуглеводнів – установки з відкритою системою регенерації.

Установки з відкритою системою регенерації компактні, прості в обслуговуванні й надійні в роботі, недоліком їх є періодичність (циклічність) роботи адсорбера, а також те, що за рахунок відведення частини сирого газу (до 25% основного потоку) в систему регенерації знижуються продуктивність установки і ступінь видобування цільових продуктів.

На установках із закритою системою регенерації досягається вищий вихід цільових продуктів, але така установка вимагає застосування додаткового компресора і складніша в експлуатації.

Принципова схема установки низькотемпературної адсорбції (НТ-адсорбції) з відкритою системою регенерації адсорбенту подана на рис. 11.43.

Підготовлений газ надходить до приймального сепаратора *C-1*, де відділяється конденсат, а потім в адсорбер *A-1*, що знаходиться в режимі адсорбції.

Відбензинений газ охолоджують до температури, близької до температури навколишнього середовища, і відправляють споживачу.

Одночасно адсорбер *A-2* знаходиться в режимі регенерації адсорбенту, для чого частина потоку газу, що надходить, підігривається і проходить зверху вниз шар адсорбенту, при цьому витісняються поглинені в попередньому режимі пари вологи і вуглеводні.

Гарячий газ охолоджується й охолоджена парогазова суміш проходить сепаратор регенерації *C-2*, в якому виділяється конденсат. Одержаний конденсат змішується з конденсатом вхідного сепаратора і подається в стабілізаційну колону *K-1*, з якої зверху відводиться паливний газ, а знизу – стабільний бензин. Гази із сепаратора *C-2* повертаються в потік сирого газу.

Унаслідок значних експлуатаційних витрат процеси низькотемпературної адсорбції використовують в процесах переробки газу обмежено.

Сфера застосування того чи іншого процесу низькотемпературної обробки газу обумовлюється початковим складом газу, чіткістю розділення, термодинамічними умовами фазового переходу компонентів газової суміші, а також вимогами до товарної продукції.

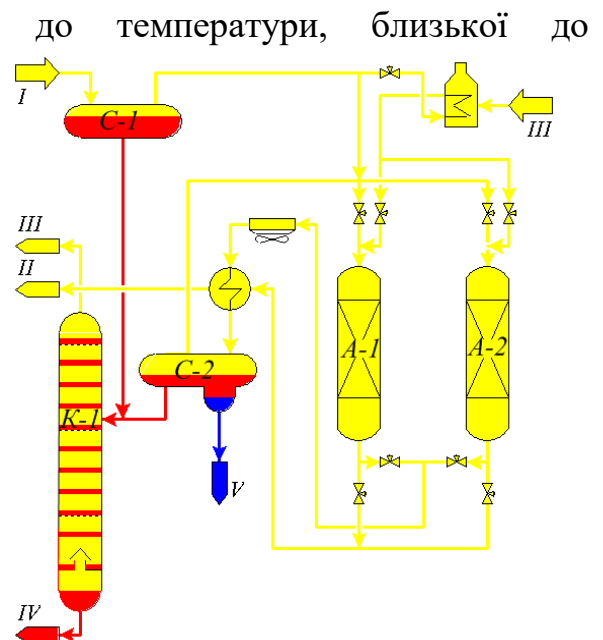


Рисунок 11.43 – Принципова схема установки низькотемпературної адсорбції (НТ-адсорбції) з відкритою системою регенерації адсорбенту:

I – сирий газ; *II* – відбензинений газ;
III – паливний газ; *IV* – бензиновий конденсат;
V – конденсат

Незважаючи на велике поширення двох основних процесів переробки газу – НТК і НТА, до сьогоднішнього часу у вітчизняній практиці немає чіткого розмежування сфер застосування вказаних процесів для переробки газу залежно від його складу.

Процеси НТР є різновидом та удосконаленням процесів НТК і в енергетичному значенні більш вигідні, ніж процеси НТА і НТК.

НТР у порівнянні з НТК дозволяє проводити розділення вуглеводневих сумішей з отриманням чистіших індивідуальних вуглеводнів або вузьких фракцій.

Перевага НТА перед НТР полягає у тому, що розділення вуглеводневих газів можна здійснювати при помірних температурах, використовуючи як джерело холоду, наприклад пропанові випарники, застосування яких в НТР стає недостатнім, але чіткість розділення компонентів газу в цьому процесі нижча, ніж в НТР.

У порівнянні з процесами НТК і НТР процес НТА характеризується нижчим ступенем видобування етану при достатньо високому ступені витягання пропану, але дозволяє проводити процес при значно нижчих температурах (близько «мінус» 30 °С).

Установки із застосуванням схем і процесів НТК економічно вигідніші під час видобування пропану в межах до 50% від початкового вмісту в газі, установки із застосуванням процесів НТР економічно вигідніші під час видобування пропану понад 70 %, а при зниженні температури дозволяють видобувати 90% пропану і 100 % вуглеводнів C_{4+} вище.

Схеми НТА і НТК є рівноеконічними в досить широкому діапазоні «жирності» газу – від 250 г/м³ до 350 – 500 г/м³.

Під час переробки газу з вмістом C_{3+} вище більше 350 – 400 г/м³ більш економічною стає схема НТК. При цьому оптимальна температура переробки зазначеного газу близько «мінус» 30 °С, яка може бути одержана шляхом застосування пропанового холодильного циклу.

При переробці газу з вмістом C_{3+} вище нижче 250 г/м³ суттєво економічною також виявилася схема НТК; проте при цьому температура процесу повинна знаходитися на рівні «мінус» 60 °С.

За умови застосування пропанового холодильного циклу і необхідності максимального видобування пропану і важчих вуглеводнів єдиною можливим способом переробки газу є процес НТА, за допомогою якого можна видобувати більше 90% пропану, переробляючи газ будь-якого складу. В той же час у разі видобування як цільового продукту вуглеводнів C_{3+} вище НТК практично є єдиним способом видобування до 80 – 85 % етану при відповідному режимі.

Головна перевага процесів НТ-адсорбції полягає в можливості видобувати компоненти, частка яких у газовій сировині дуже мала, тобто в здатності видобувати компоненти, що мають низький парціальний тиск. Це важливо в тих випадках, коли вимагається одержання продуктів високого ступеня чистоти.

11.3.2 Переробка газів, газофракціонування

Загальні відомості про способи розділення вуглеводневих газів

Природні й нафтові гази – джерела цінної вуглеводневої сировини для нафтохімічної та хімічної промисловості. Процеси, які застосовують для видобування з газу цільових компонентів та розділення газових сумішей, базуються на відмінності фізичних констант компонентів [11].

Джерелом вуглеводневих газів на нафтогазопереробних заводах є гази, які виділяються з нафти на установках АТ (АВТ) та утворюються під час термодеструктивних або каталітичних процесів переробки нафтової сировини, гази стабілізації нестабільних бензинів, а також нестабільний бензин, який отримано на установках відбензинювання низькотемпературними методами абсорбції, адсорбції, конденсації та ректифікації.

Переробка газового конденсату забезпечує виробництво індивідуальних стандартних продуктів, які можуть знайти використання як сировини для отримання основних проміжних компонентів органічного синтезу – етилену, пропілену, бутадієну, ізопрену та інших. Етан, пропан, бутан також можуть бути використані як сировина виробництва поверхнево-активних речовин, синтетичних мийних засобів, розчинників, білково-вітамінних концентратів, високооктанових компонентів та інших.

На нафто- і газопереробних заводах для розділення вуглеводневих газів на індивідуальні або вузькі технічні фракції найбільше поширення набули такі фізичні процеси, як конденсація, компресія, ректифікація та абсорбція. Конкретний вибір схеми (послідовності) розділення, температури, тиску визначається складом початкової газової суміші, вимогами до чистоти та заданого асортименту товарного продукту.

Компресія і конденсація – процеси стиснення газу компресорами та охолодження його в холодильниках з утворенням двофазної системи газу і рідини. З підвищенням тиску і зниженням температури вихід рідкої фази зростає, причому вуглеводні, що сконденсувалися, полегшують перехід легких компонентів у рідкий стан, розчиняючи їх. Зазвичай застосовують багатоступінчасті системи компресії та охолодження, в яких як холодоагент використовують воду, повітря, аміак, пропан або етан. Розділення конденсату і стиснених та охолоджених газів здійснюють у газосепараторах, звідки конденсат і газ направляють на подальше фракціонування методами ректифікації або абсорбції.

Для чіткого розділення газоподібних вуглеводнів застосовують ректифікацію або поєднання ректифікації з абсорбцією, якщо виникає необхідність розділення газу, в якому багато «сухої» частини, особливо метану. В цьому разі доцільно спочатку відділити «суху» частину за допомогою абсорбції з подальшим розділенням газу, що залишився, ректифікацією.

Процес фракційної перегонки найбільш широко застосовують для розділення вуглеводнів.

Газофракціонування – процес розділення вуглеводневої сировини (нестабільного газового бензину) з метою отримання індивідуальних легких

вуглеводнів або вуглеводневих фракцій високої чистоти, які відрізняються температурою кипіння. Процеси газофракціонування знайшли своє застосування для отримання з нафтозаводських газів та газів з установок низькотемпературної переробки індивідуальних низькомолекулярних вуглеводнів C_1 - C_6 (як граничних, так і неграничних, нормальної або ізобудови) або їх фракцій високої чистоти. На газофракціонуючих установках (ГФУ) використовують комбінування процесів конденсації, компресії, ректифікації та абсорбції.

Продукцією газофракціонуючих установок залежно від масштабів виробництва, складу початкової сировини, вимог до товарного газу та глибини переробки є такі вузькі вуглеводневі фракції або компоненти: метан-етанова (іноді етанова), пропанова, бутанова, ізобутанова, пентанова, ізопентанова, пропан-пропіленова, бутан-бутиленова, етан-етиленова, пентан-аміленова. Перспективним є також отримання гексанової фракції або ізо- і нормального гексану. Під час використання вузьких фракцій як сировини для нафтохімічних синтезів вміст основних компонентів у них повинен бути не менше 96 – 98 %. Фракції вуглеводневих газів, які виходять з установки як кінцевий продукт, повинні відповідати технічним умовам згідно з діючими стандартами.

На практиці ГФУ класифікують за такими ознаками:

- за кількістю колон (одно- та багатоколонні);
- за режимом роботи колон (з низхідним, висхідним та змішаним тиском);
- за типом установки (газофракціонуючі (ГФУ), абсорбційно-газофракціонуючі (АГФУ), конденсаційно-ректифікаційні газофракціонуючі (КРФУ) та комбіновані установки).

Одноколонні установки отримали назву стабілізаційних та призначені для розділення нестабільного бензину на стабільний газовий бензин і зріджений газ. Виділені в процесах низькотемпературної переробки вуглеводневі конденсати мають різний склад і містять у своєму складі компоненти від етану до гексану. Перед подальшою переробкою газоконденсатна сировина проходить обробку на установці стабілізації конденсату. Звичайна установка стабілізації конденсату містить одну стабілізаційну (ректифікаційну) колону. В результаті виділяються розчинені гази, які в подальшому переробляють на зріджений газ, а також одержується стабільний бензин, який характеризується певним діапазоном температур википання фракцій, що входять до його складу, та вмістом в ньому вуглеводнів C_{3+} вище.

Принципова схема одноколонної установки стабілізації конденсату (УСК) подана на рис. 11.44. Нестабільний бензин, одержаний на одній з установок низькотемпературної переробки, подається в середню частину ректифікаційної (стабілізаційної) колони *K-1*. Унаслідок процесу ректифікації з верхньої частини колони відводиться парогазова суміш, що містить неконденсовані гази (метан та етан) і пари пропан-бутанової фракції, які в подальшому конденсуються.

Конденсат (зріджений газ) відділяється в сепараторі *C-1*, частково відводиться як готовий продукт, а частково використовується як флегма, яка подається для зрошення верхньої частини колони.

Відведені газу, які не сконденсувалися і містять підвищену частку етану, можуть бути використані як паливні або направлені на подальшу переробку.

Нижній продукт ректифікаційної колони – стабільний бензин певної марки – прямує в товарний парк, попередньо пройшовши теплообмінники, а також частково повертається у вигляді пари в нижню частину колони *K-1*, пройшовши кип'ятильник.

Якщо нестабільний конденсат розділяють на декілька фракцій, то використовують газофракціонуючі установки (ГФУ), в яких кількість ректифікаційних колон на одну менше від кількості фракцій, що виділяються. Застосування в складі установок стабілізації конденсату двох послідовно включених ректифікаційних колон (деетанізатора та стабілізатора) дозволяє одержувати в першій колоні легкий газовий бензин, а в другій колоні – важкий бензин (температура википання 157 – 226 °С) та важку фракцію конденсату (температура википання 176 – 328 °С), яка слугує сировиною для виробництва дизельного палива. Модель такої установки зображено на рис. 11.45.

На багатоколонних фракціонуючих установках (рис. 11.46) нестабільного бензину виділяють стабільний бензин і фракції індивідуальних вуглеводнів. Для розділення суміші на n фракцій потрібно $(n - 1)$ ректифікаційних колон.

Схеми з низхідним тиском характеризуються тим, що перетікання рідини від колони до колони відбувається під дією надлишкового тиску, а схеми з висхідним тиском – тим, що перетікання рідини від колони до колони відбувається за допомогою насосів.

Характерні особливості процесів, що проходять у газофракціонуючих установках різних типів, полягають у тому, що в ГФУ відбувається ректифікація конденсатів, в АГФУ знайшли поєднання попереднє розділення газів на легку та важку фракції методом абсорбції з подальшою їх ректифікацією, а в КРФУ відбувається часткова або повна конденсація газових сумішей з подальшою ректифікацією конденсатів.

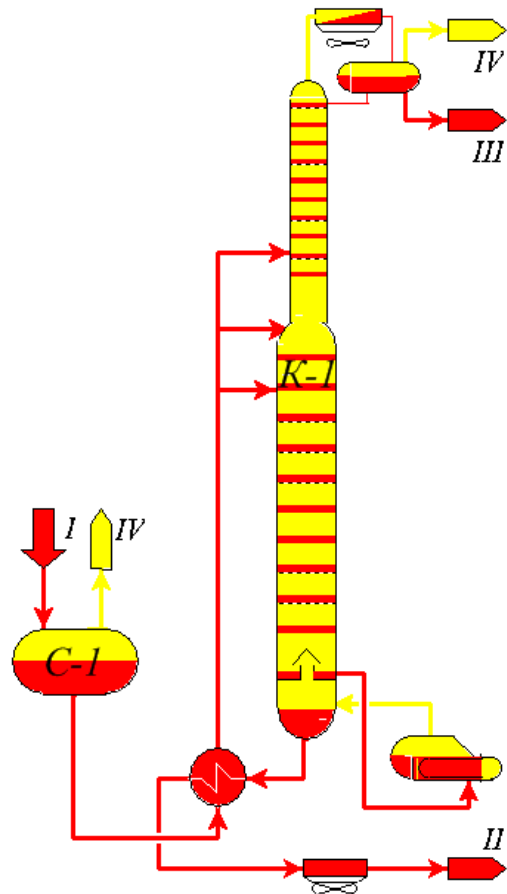


Рисунок 11.44 – Принципова схема установки стабілізації конденсату (УСК):

- I* – нестабільний бензин (ШФЛВ);
- II* – стабільний бензин; *III* – зріджений газ;
- IV* – несконденсовані газу

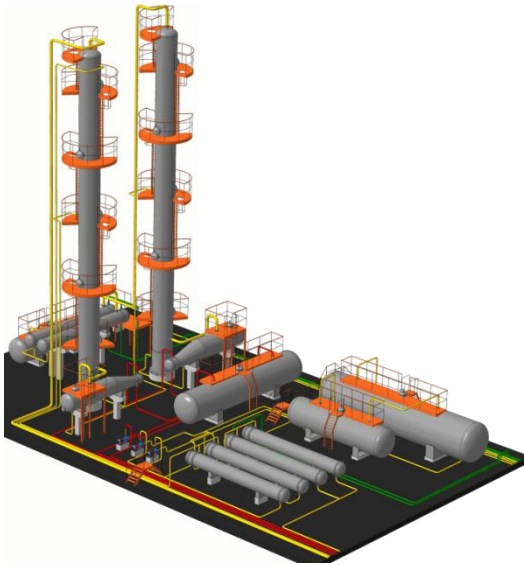


Рисунок 11.45 – Модель установки стабілізації конденсату

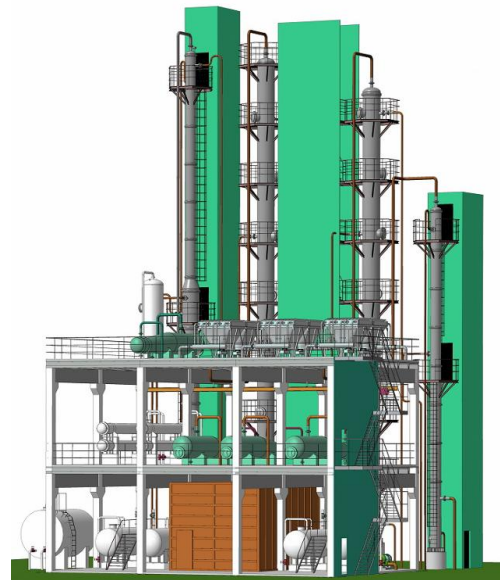


Рисунок 11.46 – Модель газофракціонуєчої установки

Принципова схема газофракціонуєчої установки (ГФУ) наведена на рис. 11.47. Нестабільний газовий бензин (ШФЛУ), який виділяється на попередніх етапах переробки сирого газу, надходить до пропанової колони *K-1*, попередньо нагріваючись у теплообміннику за рахунок тепла кубової рідини, яка відходить з колони. У верхній частині ректифікаційної колони *K-1* виділяється і збагачується пропанова фракція, яка повністю конденсується в конденсаторі-холодильнику, зріджений газ (рефлюкс) накопичується в рефлюксній ємності і відводиться споживачу. Частина рідини з рефлюксної ємності подається як флегма на зрошення колони *K-1*.

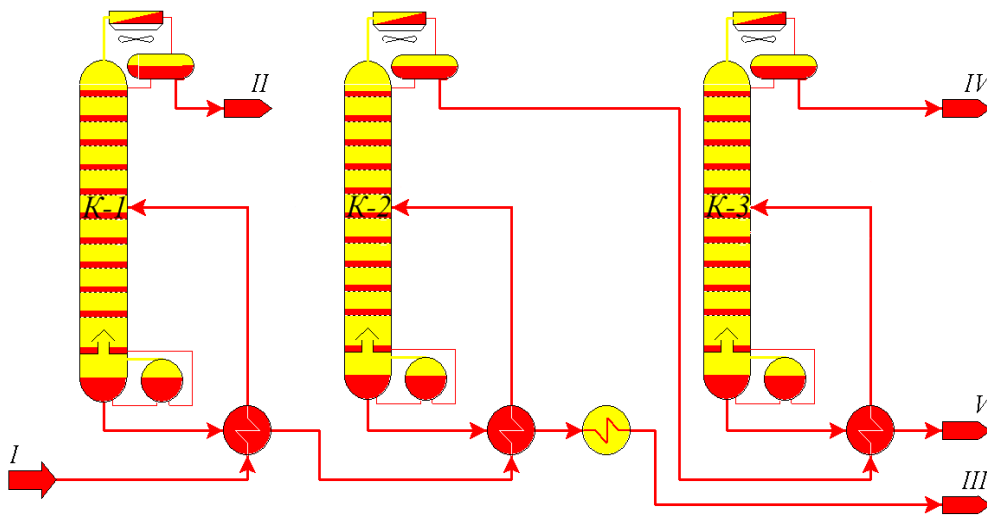


Рисунок 11.47 – Принципова схема газофракціонуєчої установки (ГФУ):

I – нестабільний бензин (ШФЛВ); *II* – пропан; *III* – стабільний газовий бензин;
IV – ізобутан; *V* – н-бутан

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

Нижня частина пропанової колони *K-1* обігривається парами бутану, що утворюються в кип'ятильнику за рахунок тепла конденсації водяної пари. Бутан-бензинова суміш, що відводиться з колони *K-1*, підігривається в теплообміннику і надходить на розділення до бутанової колони *K-2*, де відбувається розділення на стабільний бензин (нижній продукт), який після охолодження в теплообміннику та холодильнику відводиться до товарного парку. Нижня частина бутанової колони *K-2* обігривається парами нижнього продукту, що утворюються в кип'ятильнику. Верхній продукт – зріджена бутанова суміш – збирається в рефлюкській ємності й частково подається як флегма в колону *K-2*, а частково прямує на розділення до ізобутанової колони *K-3*.

В ізобутановій колоні *K-3* відбувається розділення бутанової суміші на ізобутан і н-бутан, які відводяться з верхньої та нижньої частин колони. Верхній продукт ізобутанової колони після конденсації збирається в рефлюкській ємності й подається частково як флегма в колону *K-3*, а частково прямує до товарного парку.

Нижня частина ізобутанової колони *K-3* обігривається парами нижнього продукту. Температурний режим верху колон *K-1*, *K-2* і *K-3* обирають таким, щоб забезпечити повну конденсацію пари, яка утворюється.

Для обігривання нижньої частини колон *K-2* і *K-3* як теплоносій, окрім водяної пари, може бути використано абсорбент (бензин) з маслоабсорбційної установки (МАУ).

Ректифікацію зріджених газів доводиться проводити при підвищеному тиску в колонах, оскільки для створення рідинного зрошення необхідно сконденсувати верхні продукти колон у звичайних повітряних і водяних холодильниках, не вдаючись до штучного холоду.

Орієнтовні значення режимних параметрів проведення технологічного процесу в ректифікаційних колонах ГФУ наведено в табл. 11.7:

Таблиця 11.7

Технологічні параметри роботи ректифікаційних колон ГФУ

Ректифікаційна колона	Тиск, МПа	Температура, °С	
		верх колони	низ колони
Етанова	2,60 – 2,80	25 – 30	110 – 115
Пропанова	1,20 – 1,40	62 – 68	145 – 155
Бутанова	2,00 – 2,20	58 – 65	110 – 115
Ізобутанова	1,00 – 1,20	65 – 70	80 – 85
Пентанова	0,30 – 0,40	75 – 80	120 – 125
Ізопентанова	0,35 – 0,45	78 – 85	95 – 100

Зображена на рис.11.46 схема ГФУ є неефективною, якщо на переробку надходить газ, що збагачений метаном (гази термічного крекінгу, коксування та інші). В такому разі в рефлюкській ємності зрошення дестанізатора внаслідок високого парціального тиску метану не вдається забезпечити навіть часткове зрідження газу і колона функціонує як випарник.

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

Для переробки такого газу в схему ГФУ необхідно додати вузол попереднього виділення абсорбцією метан-етанової фракції. Таким чином, газ буде розділятися за схемою АГФУ. Але застосування звичайної абсорбції недостатньо ефективно, оскільки тільки абсорбцією не можна досягти чіткого розділення.

Тому в схемі АГФУ використовують фракціонуючий абсорбер (абсорбер-десорбер), який поєднує процеси абсорбції фракції C_3 і десорбції сухого газу (рис. 11.48).



Рисунок 11.48 – Абсорбційно-газофракціонуюча установка (АГФУ) Гнідинцівського ГПЗ (ВАТ «Укрнафта»)

Принципова схема АГФУ для фракціонування жирного газу і стабілізації бензину каталітичного крекінгу наведена на рис. 11.49.

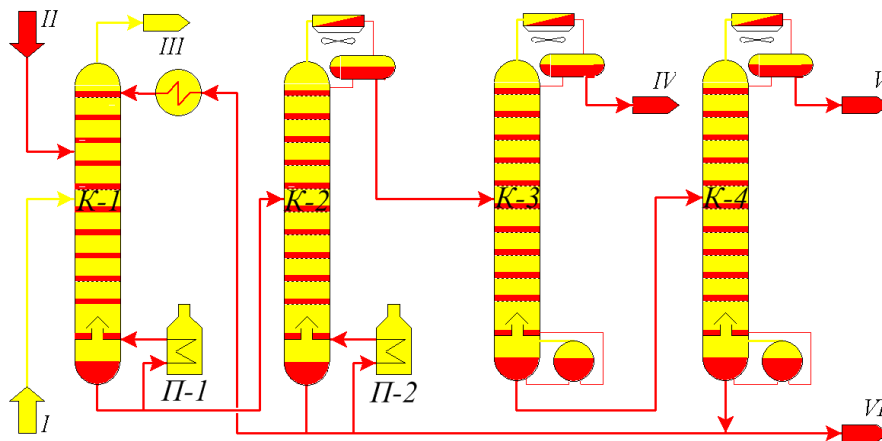


Рисунок 11.49 – Принципова схема абсорбційно-газофракціонуючої установки (АГФУ) для фракціонування жирного газу і стабілізації бензину:

I – очищений жирний газ; II – нестабільний бензин; III – сухий газ; IV – пропан-пропіленова фракція; V – бутан-бутиленова фракція; VI – стабільний бензин

Для деетанізації газів каталітичного крекінгу на установках АГФУ використовують фракціонуючий абсорбер $K-1$. Він являє собою комбіновану колону абсорбер-десорбер. У верхній частині фракціонуючого абсорбера відбувається абсорбція, тобто поглинання з газів цільових компонентів (C_{3+} вище), а в нижній – часткова регенерація абсорбенту за рахунок тепла, яке

підводиться. Жирний газ надходить у середню частину фракціонуючого абсорбера *K-1*. Декількома тарілками вище з резервуарного парку сировинним насосом подається по одному з трьох введень (залежно від вмісту пентанових вуглеводнів) нестабільний бензин, який є основним абсорбентом і використовується для додаткової абсорбції бензинових фракцій, які виносяться із сухим газом. Як основний абсорбент на АГФУ використовують нестабільний бензин каталітичного крекінгу. Для доабсорбції віднесених сухим газом бензинових фракцій у верхню частину фракціонуючого абсорбера подається стабілізований (у колоні *K-4*) бензин. Абсорбер обладнаний системою циркуляційних зрошень для відведення тепла абсорбції (на рис.11.49 не показано).

Тепло в нижню частину абсорбера подається «гарячим» струменем. Зверху фракціонуючого абсорбера *K-1* відводиться сухий газ, що містить вуглеводні C_1-C_2 не більше 10 – 15 %, а знизу разом з абсорбентом виводяться вуглеводні $C_{3+вище}$. Деетанізований бензин, насичений вуглеводнями $C_{3+вище}$, після підігрівання в теплообміннику подається в стабілізаційну колону *K-2*, нижнім продуктом якої є стабільний бензин, а верхнім – головка стабілізації. З верхнього продукту колони *K-2* (іноді після сіркоочищення) у пропановій колоні *K-3* виділяють пропан-пропіленову фракцію. Кубовий продукт пропанової колони розділяється в бутановій колоні *K-4* на бутан-бутиленову фракцію та залишок ($C_{5+вище}$), який поєднується зі стабільним бензином.

Технологічні параметри роботи газофракціонуючого абсорбера: тиск – від 1,2 МПа до 2,0 МПа; температура верху колони 35 °С, низу – 130 °С, секції живлення – 40 °С.

Підвищення тиску в фракціонуючому абсорбері з 1,2 МПа – 1,5 МПа до 4,0 МПа і зниження температури з 35 – 40 °С до «мінус» 15 – 40 °С дозволяє одержати з сухого газу бутанову фракцію і забезпечити більш повне видобування пропану (вміст пропану в сухому газі – не більше 2 – 3 %).

Принципова технологічна схема газофракціонуючої установки конденсаційно-ректифікаційного типу для розділення граничних газів наведена на рис.11.50.

Газ прямої перегонки очищується від сірководню розчином моноетаноламіну (МЕА) або діетаноламіну (ДЕА) в абсорбері *K-7* і подається на стиснення компресором до 1,4 МПа. Компримований і нагрітий при цьому газ охолоджується і конденсується в конденсаторах-холодильниках. Головки стабілізації установок АТ і АВТ очищаються від сірководню розчином етаноламіну в абсорбері *K-8*. Газові конденсати із сепараторів *C-1*, *C-2* та *C-3* змішуються з головними фракціями установок низькотемпературної обробки, стабілізації, каталітичного риформінгу та інших, отримана суміш подається в блок RECTIFIKACIЇ газофракціонуючої установки.

У блоці RECTIFIKACIЇ з сировини в колоні *K-1* видаляють легкі вуглеводні (етан і частково пропан). Нижній продукт надходить у колону *K-2*, де розділяється на фракцію C_3-C_4 , яка направляється на розділення у колону *K-3*, і фракцію $C_{5+вище}$, що подається до колони *K-6*. Верхній продукт колони *K-3* (пропанова фракція) виводиться з установки. Нижній продукт колони *K-3*

11 ПЕРЕРОБКА НАФТИ

(суміш бутану та ізобутану) розділяється в колоні *K-4* і виводиться з установки. Верхній продукт колони *K-5* (суміш пентану та ізопентану) розділяється в колоні *K-6* і виводиться з установки. Нижній продукт колони *K-5* (фракція C_{6+} вище) виводиться з установки. Технологічна схема дозволяє також відвести з колони *K-2* зріджений газ для комунально-побутового споживання.

За необхідності продукти подають на додаткове очищення від меркаптанів розчинами лугів.

Наявність ГФУ у складі нафтопереробних і газопереробних заводів і їх склад пов'язані з виробництвом конкретних хімічних продуктів.

Впровадження установок газофракціонування на підприємствах, що переробляють газовий конденсат, не є однозначно економічно вигідним з погляду безпосередньої реалізації продуктів фракціонування. Це обумовлено загальною структурою цін на зріджені продукти переробки природного газу.

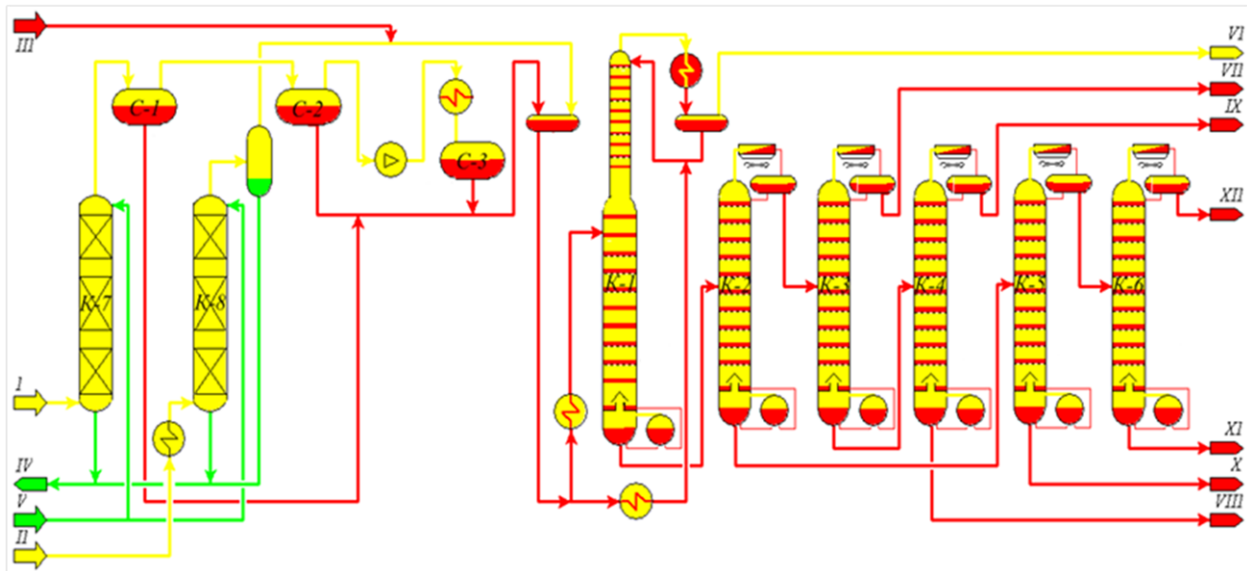


Рисунок 11.50 – Принципова схема конденсаційно-ректифікаційної газофракціонуючої установки (КРФУ):

I – жирний газ із АТ і АВТ; II – голівка стабілізації АТ і АВТ; III – голівка стабілізації риформінгу; IV – насичений розчин ДЕА; V – регенований розчин ДЕА; VI – сухий газ; VII – пропанова фракція; VIII – бутанова фракція; IX – ізобутанові фракція; X – фракція C_{6+} вище; XI – пентанова фракція; XII – ізопентанова фракція

Ураховуючи значні капітальні, експлуатаційні й транспортні витрати, може виявитися, що випуск і реалізація індивідуальних зріджених газів є менш рентабельними, ніж проста стабілізація конденсату і реалізація сировини (конденсату, ШФЛВ і пропан-бутанової фракції). У разі інтеграції з виробництвами хімічного синтезу (поліетилену, поліпропілену, бутадієну, високооктанових компонентів та інших) впровадження установок газофракціонування може бути економічно виправдане і рентабельне. Проте у кожному конкретному випадку обґрунтування глибокого фракціонування конденсату з метою отримання індивідуальних продуктів вимагає ретельного техніко-економічного аналізу.

Витрати під час ректифікації визначають переважно флегмовим числом та кількістю тарілок у колоні. Для компонентів з близькою температурою кипіння та малою відносною леткістю ці параметри особливо значні. Тому із загальних капітальних й експлуатаційних витрат на газофракціонування істотна частина (близько половини) припадає на розділення фракцій $i-C_4-n-C_4$ та $i-C_5-n-C_6$. У зв'язку з цим на нафтопереробних і газопереробних заводах часто обмежуються фракціонуванням граничних газів без розділення фракцій C_4 і вище.

При виборі оптимальної схеми розділення дотримуються таких правил, орієнтуючись на схему, що забезпечує мінімальні наведені витрати:

1. Початкову суміш розділяють на такі фракції, для ректифікації яких при заданому холодоагенті та початкових термодинамічних параметрах потрібні мінімальні витрати на стиснення цієї суміші до тиску конденсації дистилату. У багатьох випадках ця рекомендація збігається з правилом розділення початкової суміші навпіл, тобто на рівні фракції за молярною їх витратою.

2. Розділення компонентів з близькою температурою кипіння при високій чистоті продуктів проводиться останнім у схемі.

При виборі режиму роботи колони дотримуються таких правил:

1. На практиці найчастіше використовують схеми з низхідним тиском.

2. При розділенні нестабільного бензину з великим вмістом бутанів може виявитись економічно вигіднішим застосування схем із висхідним тиском потоків або при низькому тиску початкової сировини – зі змішаним тиском.

3. При розділенні деетанізованого нестабільного бензину можливе застосування вже тільки двох схем: із низхідним і висхідним тиском. Тут також найбільше поширення в промисловій практиці набула перша схема, відповідно до якої з деетанізованого нестабільного бензину послідовно виділяють пропанову і бутанову фракції.

Проектні дані свідчать про більшу ефективність конденсаційного методу, особливо для великих промислових установок продуктивністю 60 – 70 тис. т етилену на рік і вище. При цьому собівартість етилену, одержаного на установках із конденсаційним газофракціонуванням, знижується в порівнянні з собівартістю під час роботи за схемою ГФУ та АГФУ на 20 %, а питомі капіталовкладення – на 35 %.

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

Нафтогазовому комплексу відводиться провідна роль у паливно-енергетичному балансі країни. За нинішніх темпів розвитку виробничих сил та освоєння вуглеводневих ресурсів питання охорони навколишнього середовища набувають особливої гостроти та соціальної значущості. Це зумовлено тим, що виробнича діяльність підприємств нафтової та газової промисловості неминуче пов'язана з техногенним впливом нафтовидобутку на об'єкти природного середовища.

Технологічні процеси в нафтовій та газовій промисловості пов'язані з наявністю легкозаймистих та горючих рідин, горючих газів, агресивної пластової води, а також із застосуванням високих тисків та температур. Ця особливість спричиняє потенційну небезпеку об'єктів нафтогазовидобутку для економіки, соціального середовища та навколишнього середовища (НС) у разі аварії.

За рівнем негативного впливу на навколишнє природне середовище нафтогазовидобувне виробництво займає одне з перших місць серед галузей народного господарства. Воно забруднює практично всі сфери НС – атмосферу, літосферу та гідросферу, причому не лише поверхневі, а й підземні води, геологічне середовище. Всі компоненти біосфери в районах нафтовидобутку зазнають інтенсивного техногенного навантаження, що призводить до порушень рівноваги в екосистемах.

12.1 ЕКОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

Нафта і газ з давніх-давен є потрібними продуктами для розвитку та вдосконалення цивілізації. Зазвичай датою народження країни нафтової та газової промисловості вважається отримання зі свердловини першого фонтана нафти (табл. 12.1).

З табл. 12.1 видно, що нафтова промисловість у різних країнах світу існує всього 110 – 140 років, але за цей проміжок часу видобуток нафти збільшився більш ніж у 40 тис. разів. 1860 р. світовий видобуток нафти становив лише 70 тис. т, 1970 р. було вилучено 2280 млн т, 1996 р. – 3168 млн т.

Вважається, що нафта та газ приурочені до осадових порід та поширені регіонально. Водночас нині відкриті великі поклади нафти (наприклад, у В'єтнамі на шельфі) у кристалічних породах (гранітний масив). Це суперечить канонам нафтогазової геології, що розглядають як нафтовмісні пласти тільки осадові породи.

До 30-х років минулого століття видобуток нафти вівся відкритим способом (навіть при фонтануванні нафти видобуток регулювався засувкою). При цьому відбувалися великі втрати нафти, особливо легких фракцій, що

здавало НС великої шкоди. Сучасний видобуток передбачає герметизований спосіб збирання нафти, газу, конденсату, при якому шкідливий вплив продуктів пласта на НС різко знижується.

Суттєвий спад виробництва за останні роки, численні організаційні та технічні природоохоронні заходи, що проводяться у нафтогазовому комплексі, не призвели до суттєвого покращення екологічної обстановки, що зумовлено високою аварійністю на промислах. У зв'язку з фізичним старінням нафтопромислового обладнання частота аварійних залпових скидів у НС нафти, газу, підтоварних, пластових та бурових стічних вод щорічно обчислюється тисячами випадків та має тенденцію до зростання. По країні загалом знизився коефіцієнт вилучення нафти (КВН), зріс фонд свердловин, що простоюють, загострилися екологічні проблеми.

Таблиця 12.1

Перші промислові припливи нафти за основними нафтовидобувними країнами світу

Країна	Рік	Країна	Рік
Україна	1771	Польща	1874
Канада	1857	Алжир	1880
Німеччина	1859	Куба	1880
США	1859	Франція	1881
Італія	1860	Мексика	1882
Румунія	1861	Індонезія	1885
Японія	1972	Індія	1888

За час свого існування нафтогазовидобувний комплекс завдав колосальної шкоди природним ресурсам та НС. Пошкоджено тисячі гектарів земель, спалено на смолоскипах сотні мільярдів кубометрів попутного газу, втратили своє господарське значення багато мисливських угідь, пасовищ, річок, озер, у кілька разів скоротилася кількість риби.

Рекультивацією нафтозабруднених ландшафтів до кінця вісімдесятих років практично ніхто не займався, лише з початку дев'яностих років під тиском комітетів з охорони НС розпочалися масові роботи з ліквідації нафтових забруднень земель.

Для кардинального покращення екологічного стану та забезпечення захисту населення та території від наслідків аварійних ситуацій техногенного характеру необхідна розробка та застосування нової природоохоронної стратегії, що дозволяє прогнозувати виникнення надзвичайних ситуацій та вживати превентивних заходів щодо запобігання їх наслідкам.

Найбільш актуальними для сучасного нафтогазовидобувного виробництва продовжують залишатися три групи взаємозалежних екологічних проблем:

– виснаження запасів нафти та газу та поповнення їх за рахунок відкриття нових родовищ;

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

– запобігання забрудненню НС ;

– забезпечення природної екологічної рівноваги, збереження ландшафтів.

Усі специфічні питання охорони НС вирішуються лише на рівні галузевих нормативних правових актів. Запобігання забрудненню природного середовища нафтою та її продуктами одна із складних та багатопланових проблем охорони природного середовища. Жоден інший забруднювач, хоч би небезпечний він був, неспроможний зрівнятися з нафтою по широті поширення, кількості джерел забруднення, величині навантажень попри всі компоненти природного довкілля.

Видобуток нафти та газу в Україні просувається до пришельфових зон морів, де відкрито найбільші родовища нафти, газу та газоконденсату. У зв'язку з цим виникають нові екологічні проблеми нових умов розробки родовищ.

Джерелами негативного впливу на НС у нафтовій промисловості є діяльність людини при пошукових та розвідувальних роботах на нафту, при бурінні свердловин, будівництві об'єктів нафтового виробництва та безпосередньо самі об'єкти нафтового виробництва як у процесі експлуатації, так і у стані консервації. Період, що охоплює розвідку, пошук та будівництво об'єктів, як правило, набагато коротший, ніж термін експлуатації. Однак техногенний вплив у цей період характеризується набагато більшою інтенсивністю, ніж при експлуатації, хоча мають інший характер.

Залежно від тривалості впливу зазначені джерела забруднення поділяють на джерела тривалого та обмеженого часу впливу. До перших належать самі об'єкти нафтового виробництва та діяльність людей, пов'язана з експлуатацією родовищ. Масштаби їх негативного на НС залежать від якості робіт при спорудженні об'єктів нафтового виробництва, включаючи буріння свердловин. До обмежених джерел впливу належить решта видів діяльності людей.

За просторовою ознакою джерела забруднення поділяють на точкові (свердловини, комори), лінійні (нафтогазопроводи, водоводи) та площадкові (нафтопромисли, родовища).

Характерною особливістю нафтогазовидобувного виробництва є підвищена небезпека його продукції. Вона небезпечна з погляду вибухопожежонебезпеки, для всіх живих організмів небезпечна за хімічним складом. Газ при змішуванні з повітрям у певних пропорціях утворює вибухонебезпечну суміш, яка за наявності іскри вибухає і часто призводить до численних людських жертв.

Виробнича діяльність підприємств нафтогазової промисловості внаслідок особливостей технологічних процесів серйозно впливає на НС. Ось деякі негативні моменти діяльності галузі:

1. Вилучення земельних ресурсів для будівництва об'єктів та споруд (свердловини, нафтогазові промисли зі збору, сепарації нафти та газу, транспортування нафти та газу до споживача та за кордон, нафтопереробні заводи (НПЗ) та газопереробні заводи (ГПЗ) тощо). Відведення земель (нерідко високопродуктивних угідь) під об'єкти нафтогазовидобування за площею невелике, але велика кількість об'єктів.

2. Викиди газу та легких фракцій, відпрацьованих газів в атмосферу під час руху нафти та газу від свердловин до місць переробки (у технологічних установках, при аваріях, спалюванні газу на смолоскипах, роботі автомобільної та тракторної спецтехніки).

3. Скидання і розливи нафти та побічних продуктів у водне середовище та на рельєф місцевості (нафтопродукти, високомінералізовані пластові води, СПАР, інгібітори корозії та парафіновідкладень, деемульгатори, хімічні реагенти, бурові та промислові стічні води, буровий та нафтовий).

4. Аварійні розливи нафти та несанкціоновані врізки в нафтопровід, аварійний та технологічний випуск газу та інше.

Крім того, причинами виникнення небезпечних та шкідливих факторів, аварій є:

- недосконалість органів управління;
- експлуатація несправних машин, механізмів, пристроїв, інструменту;
- використання обладнання, інструменту не за призначенням;
- низька якість навчання, у тому числі проведення інструктажів, та несвоєчасна перевірка знань;
- порушення правил, норм та інструкцій, що стосуються охорони праці;
- відсутність контролю та нагляду за проведенням робіт з підвищеною небезпекою;
- кліматичні особливості та сезонні зміни клімату.

12.2 ЗАБРУДНЮВАЧІ НАФТОГАЗОВОГО ВИРОБНИЦТВА

Виробнича діяльність підприємств нафтової та газової промисловості, що забезпечують видобуток, транспортування та переробку вуглеводневої сировини, є фактором потужного антропогенного впливу на навколишнє природне середовище.

Основними забруднювачами нафтогазового виробництва є експлуатаційні та нагнітальні свердловини, трубопроводи та об'єкти технологічного призначення. До технологічних об'єктів належать: автоматизовані групові замірні установки (АГЗУ), дожимні насосні станції (ДНС), збірні пункти, товарні парки, установки підготовки нафти та газу, насосні та компресорні станції, НПЗ та ГПЗ, кущові насосні станції (КНС) для підтримки пластового тиску, факельні пристрої та численні супутні об'єкти (котельні, очисні споруди, склади витратних матеріалів та товарної продукції тощо). До допоміжних об'єктів належать підприємства технологічного транспорту та нафтомашремонту, бази виробничого обслуговування, хімреагентів та спецматеріалів та ін. У табл. 12.2 наведено рівні ризику забруднень НС при нафтогазовидобутку.

Джерелами газовиділення на об'єктах газової промисловості є свердловини, газопроводи, апарати, смолоскипи, запобіжні клапани, ємності, димові труби та постійно діючі свічки, аварійні викиди. Джерела поділяють на три групи: перша поєднує фонові постійні витоку природного газу; друга – технічно неминучі епізодичні витоку; третя – технологічно неминучі постійні

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

викиди. Викиди шкідливих речовин поділяють на організовані та неорганізовані. До перших відносять викиди, які відводяться від місць виділення та уловлювання за допомогою спеціальних установок, до других – викиди, що виникають за рахунок негерметичності технологічного обладнання, резервуарів тощо. Серед забруднювачів найбільшу небезпеку становлять рідкі та напіврідкі, які в силу своєї рухливості мають високу акумулюючу здатність, що може призводити не тільки до стійкого забруднення об'єктів, але і до порушення екологічної рівноваги у місцях їх потрапляння.

Таблиця 12.2

Рівні ризику забруднень НС при видобуванні нафти та газу

Вид джерела забруднення	Ризик забруднення		
	землі	води	атмосфери
Свердловини та устьове обладнання	низький	низький	низький
Збірні трубопроводи та трубопроводи для закачування води в свердловину	високий	високий	низький
Установки сепарації та промислової обробки нафти	середній	середній	високий
Нафтосховища	середній	високий	високий
Устаткування для ППД, компресорне обладнання та обладнання, що використовують при передачі продукції споживачеві	низький	низький	середній

Забруднювачі підприємства нафтогазовидобувного комплексу містять у своєму складі органічні та мінеральні речовини. До органічних забруднювачів відносяться: нафта, нафтопродукти, газоконденсат, олії, фенолвмісні сполуки, метанол, ацетон, формальдегід, бензол, толуол, діетиленгліколь та багато інших. До неорганічних забруднювачів належать різні мінеральні солі. Багато з забруднювачів мають яскраво виражений токсичний ефект, який проявляється в атмосфері, водному середовищі та ґрунтах (ґрунті).

Для нафтогазового виробництва характерне утворення нафтозабруднених рідких стічних вод та твердих речовин (шламів) у великих обсягах. Шлами утворюються при будівництві нафтових та газових свердловин, при промисловій експлуатації родовищ, переробці нафти, очищенні стічних вод, що містять нафту, а також при очищенні резервуарів та іншого обладнання.

Нафта, пластові води, стічні води, що містять різні хімічні сполуки, особливо небезпечні при попаданні в водні басейни, в ґрунт; вони негативно впливають на тваринний та рослинний світ і людину. Причинами забруднень є аварійне фонтанування свердловин, розриви нафтопроводів, порушення герметичності технологічного обладнання, аварії транспортних засобів та ін.

До найбільш поширених забруднювачів атмосфери при видобутку, підготовці, транспортуванні та переробці нафти і газу, а також при їх згорянні

відносяться сірчистий ангідрид, сірководень, оксиди азоту, вуглеводні та механічні суспензії. В атмосферу викидаються оксид вуглецю CO, вуглеводні C_nH_{2n+2} , оксид азоту NO_x , сірководень H_2S , діоксид сірки SO_2 , метан CH_4 , сполуки свинцю РЬ (C_5H_5), бенз(а)пірен $C_{20}H_{12}$, меркаптан, альде, вибухонебезпечні та агресивні гази.

Найбільш небезпечними складовими продукції родовищ нафти та газу є сірководень та вуглекислота, вміст яких може сягати 40 %. Ці речовини можуть бути в газоподібному стані або розчиненими в нафті. З двох кислих газів великі проблеми створює сірководень, який є отруйною речовиною для персоналу, агресивний по відношенню до бурового обладнання, рідин для промивання і тампонажних матеріалів.

Великий об'єм забруднень надходить у повітря в процесі очищення нафти від сірки та сірчистих сполук, при спалюванні попутних газів, знесолюванні та зневодненні нафти, сепарації газу, стабілізації конденсату тощо. Наприклад, факельні пристрої, котельні та нагрівальні печі, як продукти згоряння в НС, викидають оксиди азоту, діоксид сірки, оксид вуглецю, сажу.

Особливістю нафтогазової галузі промисловості є використання величезної кількості хімічних реагентів, що покращують технологічний процес буріння свердловин, видобутку нафти та її переробки.

На нафтогазових родовищах України щорічно застосовують близько 110 найменувань хімічних реагентів, використання яких регламентовано нормативними документами (керівний документ (КД), інструкції, посібники, технічні умови (ТУ)). 15 видів хімічних реагентів використовують при бурінні свердловин за 8 технологіями; 36 видів реагентів за 24 технологіями підвищення нафтовіддачі пластів; 39 за 31 технологією обробки привибійної зони видобувних та нагнітальних свердловин; 16 під час підготовки нафти. З класів хімічних сполук найбільший об'єм (55 %) посідають тверді речовини, що утворюють дисперсні системи: глинопорошок, крейда, барит. Кислот застосовують 16 %, ПАР – 11 %, водорозчинних солей – 7 %, полімерів – 5 %, розчинників АСПО – 4 %, лугів – 1%, інших хімреагентів – 1%.

Найбільш небезпечною, з точки зору збільшення агресивності продукції, що видобувається, свердловин, є соляна кислота, при взаємодії якої з карбонатними пластами виділяється вуглекислий газ.

Великий вплив на якість води, що очищається, надає сульфід заліза, який є продуктом корозії, що утворюється в результаті хімічної реакції між сірководнем і залізом:



Додатково застосовують хімікати для запобігання солевідкладень, для боротьби з корозією нафтогазопромислового обладнання та деемульгатори, що розшаровують емульсії на нафту і воду, та інше.

Низка хімічних елементів є токсичними речовинами, і тому робота з ними вимагає акуратного поводження з точки зору шкідливого впливу на організм людини і, звичайно, на НС. Детергенти (ПАР, добавки, активатори

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

комплексоутворюючі речовини, наповнювачі, присадки) застосовують для поліпшення умов буріння свердловин, заводнення нафтових пластів, боротьби з відкладеннями парафіну, корозією обладнання. Вони, будучи забруднювачами, потрапляють у водойми з побутовими та промисловими водами. Сильний токсичний вплив ПАР може виявлятися при концентраціях у вигляді 2000 – 3000 мг/м³.

Екологічна безпека при будівництві експлуатаційних свердловин, видобутку нафти та газу на родовищах забезпечується:

- організованим збором виробничих і госпобутових відходів та їх локалізацією у відведених місцях, утилізацією;
- попередженням або усуненням забруднення та замазученості на кущових майданчиках;
- зменшенням кількості викидів шкідливих речовин в атмосферу;
- виконанням заходів щодо рекультивациі земельних ділянок;
- організацією локального екологічного моніторингу навколишнього природного середовища;
- оцінкою ступеня екологічного ризику та розробкою повного комплексу природоохоронних заходів з метою зведення екологічного ризику до мінімуму.

Слід зазначити, що негативний вплив на навколишнє середовище є платним. Підприємства, керівники та відповідальні за екологічну безпеку несуть відповідальність за забруднення природи. Порядок обчислення та стягнення плати за негативний вплив на СР встановлюється законодавством.

12.3 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ТА ТОКСИКОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАБРУДНЮВАЧІВ

Фізико-хімічні властивості забруднювачів повітряного, водного середовища, ґрунту при розвідці та експлуатації нафтогазових родовищ надзвичайно різноманітні. Розглянемо забруднювачі, що найчастіше зустрічаються.

12.3.1 Нафта та нафтопродукти

Сира нафта. Це горюча масляниста рідина темно-коричневого кольору із специфічним запахом. Колір нафти залежить від вмісту смолистих та асфальтових сполук. Чим більше смол та асфальтів містить нафту, тим вона темніша. Запах нафти визначається компонентним складом. За хімічним складом нафта – це складна сполука вуглецю та водню в рідкому стані. Такі сполуки називаються вуглеводнями. Нафта містить в основному парафінові (метанові), нафтенові та ароматичні вуглеводні, а також деяку кількість кисневих, сіро- та азотовмісних сполук.

Нафту, яка знаходиться в покладі, називають пластовою нафтою. Під цим терміном розуміють суміш вуглеводневих компонентів і розчинених у них неуглеводневих домішок, які знаходяться в покладі в природних умовах при

пластовому тиску та пластовій температурі в рідкому стані. У разі пластового тиску у нафті завжди розчинено певну кількість газу, що досягає іноді 300 – 400 м³ на 1 м³ нафти.

При вилученні пластової нафти з надр змінюються її тиск і температура, внаслідок чого нафта з рідкого однофазного стану переходить у двофазне – розгазовану нафту і нафтовий газ.

Рідка фаза в пласті може, у свою чергу, складатися з нафти і пластової води, вміст якої в потоці може бути значним, що нерідко у багато разів перевищує вміст самої нафти, особливо наприкінці експлуатації родовища.

Як забруднювач нафта становить особливу небезпеку для НС та її мешканців. При витоках, розливах нафти та попаданні її на поверхню води та ґрунту порушується закономірність самоочищення. Так, наприклад, при розливі однієї тони нафти у воді утворюється суцільна плівка площею 2,6 км², а однієї краплі близько 0,25 м². Плівкова нафта менш токсична, проте викликає зміни обмінних процесів між поверхневим шаром води та повітряним середовищем, порушує первинні біохімічні процеси, що відбуваються у поверхневому шарі води. Кисневий, вуглекислотний та інші види газового обміну перешкоджають проникненню сонячних променів у глибокі шари води, згубно впливають на планктон, морську, річкову, озерну фауну та флору. Вміст нафти у воді понад 100 мг/м³ надає рибі специфічного запаху та присмаку, який неможливо усунути при термічній обробці.

Токсичність нафти залежить від її хімічного складу, насамперед кількості нафтових кислот. Окислення нафтових кислот у водному середовищі відбувається дуже повільно, що робить їх небезпечними забруднювачами водойм. Найбільшу токсичність має розчинена та емульгована у воді нафта. Концентрація її вище за 0,05 мг/л призводить до значних порушень біологічної рівноваги водойм.

Особливості дії пари нафти та її продуктів пов'язані з її складом. Нафта, бідна на ароматичні вуглеводні, за дією наближається до бензинів. Пари сиріої нафти малотоксичні, проте стикання рідкої нафти зі шкірою людини може викликати захворювання (дерматити, екземи).

Сильний вплив на ґрунти надають розливи нафти: фізико-хімічні властивості ґрунту, що ввібрала в себе нафту, змінюються. Це спричиняє загибель земних мікроорганізмів, бактерій, різке зниження родючості. Для приведення ґрунтів у початковий стан потрібне проведення великого обсягу відновлювальних робіт, матеріальні та фінансові витрати.

Бензин. Попадає в організм людини через дихальні шляхи з повітрям і потім надходить у кров та шлунково-кишковий тракт; через шкіру всмоктується слабо. В основі дії бензину на організм лежить його здатність розчиняти жири. Особливо сильно впливає бензин на центральну нервову систему і шкірний покрив. Він може викликати гострі та хронічні отруєння. Гострі отруєння настають при концентрації парів бензину в повітрі 0,005 – 0,01 мг/м³. Стан людини нагадує стан алкогольного сп'яніння. Концентрація 0,040 мг/м³ смертельна для людини. При частих повторних отруєннях парами бензину розвиваються гострі нервові розлади. Багаторазові дії невеликою кількістю

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

формують звикання, яке означає меншу дію отрути, і характеризує небезпечне зниження чутливості щодо нього. ПДК парів бензину 0,003 мг/м³.

Гас. Загальна дія гасу подібна до дії бензину, але дратівлива дія його парів на слизові оболонки виражена сильніше. За токсичними концентраціями пари гасу близькі до пар бензину. Діють на шкіру, викликаючи дерматити та екземи.

Мазут. Має складний хімічний склад. Є в'язкою рідиною від світло-коричневого до темно-коричневого кольору. Мазут легше емульгується, в стійких емульсіях міститься до 170 мг/л мазуту. Вміст мазуту у воді лімітується: ПДК 0,3 мг/л.

Бензол. Безбарвна рідина. Зустрічається як домішка у складі деяких нафтових бензинів, а також виходить під час перегонки нафти. ГДК до 0,19 мг/л. Бензол отрута, що діє насамперед на нервову систему та кров. При хронічній дії низьких концентрацій бензолу на тварин та риб зміни виявляються насамперед у складі крові. Бензол добре розчинний у воді. ГДК у воді 0,5 мг/л.

Толуол. Безбарвна рідина із характерним запахом. Летучість у 2 рази менша, ніж у бензолу. Вміст толуолу у водоймі господарсько-питного та рибогосподарського водокористування лімітують за шкідливістю. ПДК 0,5 мг/л.

Ксилол. Безбарвна рідина у воді розчиняється слабо (0,13 мг/л). На організм людини має, насамперед, наркотичну дію. При тривалій дії у малих концентраціях викликає подразнення кровотворних органів; дія його подібна до дії бензолу і толуолу. У водоймах, що використовуються для питних та господарсько-побутових цілей, вміст ксилолу лімітується за органолептичним показником шкідливості (ГДК 0,05 мг/л); у водоймах, що використовують для рибогосподарських цілей – ГДК 0,5 мг/л.

Нафтенові кислоти. Містяться головним чином в нафтах південних родовищ. У стічних водах вони є у вигляді солей, що утворюються при лужному очищенні нафтопродуктів. Неочищені нафтенові кислоти є бурою маслянистою рідиною з різким неприємним запахом. Окислення нафтенових кислот у водному середовищі йде вкрай повільно, що робить їх небезпечними забруднювачами водойм. За шкідливістю близькі до нафти (порогові концентрації 0,2 – 0,3 мг/л).

Меркаптани. Це легколеткі безбарвні рідини зі щільністю нижче одиниці, погано розчинні у воді, добре у спирті та ефірі. Мають специфічний запах і виявляються в повітрі при концентрації до 2,09 мл/л. Розчиняються у лугах, утворюючи меркаптиди. У малих концентраціях пари викликають нудоту, головний біль через поганий запах. Вищі концентрації діють на центральну нервову систему. Мають наркотичну дію, викликають м'язову скутість, судоми.

12.3.2 Гази

Природний газ так само, як і нафта, складається із суміші вуглеводнів тільки в газоподібному стані. Він для НС практично нешкідливий. Негативний вплив на атмосферу газ надає при використанні його людиною як паливо в газомоторкомпресорах, котельнях, автомобілях. Використання рідких продуктів перегонки нафти в ДВС, у приводі бурової установки (БУ) в авіації, автомобілях впливає на атмосферу у вигляді відпрацьованих газів. Основна частина продуктів згоряння нетоксична, має такий самий хімічний склад, як і атмосферне повітря, відрізняючись від нього значно більшим вмістом вуглекислого газу та водяної пари при нижчій концентрації кисню. Решту об'ємної частки відпрацьованих газів (0,02 – 1,0 %) складають продукти неповного згоряння, окислення домішок і присадок до палива, а також оксиди азоту, вуглецю, сірки, альдегіди, сажа. Ці речовини є шкідливими.

Розглянемо деякі токсичні забруднювачі.

Оксид вуглецю (окис вуглецю) CO. Газ без кольору, запаху та смаку. Щільність повітря 0,967. Горючий. З повітрям утворює вибухову суміш. У воді мало розчиняється. Має токсичну дію. Надходження CO в організм підпорядковується закону дифузії газів. ГДК оксиду вуглецю у повітрі робочої зони 20 мг/м³. Концентрацію 300 мг/м³ переносить людина без помітної дії протягом 2 – 5 год; 600 мг/м³ викликає легке отруєння; 1800 мг/м³ призводить до тяжкого отруєння через 10 – 30 хв; при 3600 мг/м³ через 1 – 5 хв настає смерть.

Діоксид вуглецю (двоокис вуглецю, вуглекислий газ) CO₂. Безбарвний, важкий, малореакційний газ. При низьких і помірних температурах має трохи кислуватий запах і смак. При вмісті у повітрі до 1 % нетоксичний; при концентрації 4 – 5 % дратівливо діє на дихальну систему, значно частішає дихання; при 10 % викликає сильне отруєння.

Вуглекислий газ має наркотичну дію на людину і може змінювати її поведінку (ходу, реакцію зіниць та ін.), дратувати слизові оболонки. У повітрі, що вдихається людиною, міститься приблизно 0,04 % CO₂. ПДК CO₂ у повітрі становить 1 %.

У відносно малих кількостях CO₂ стимулює дихальний центр, у великих – пригнічує його і викликає підвищення вмісту адреналіну в крові. Звикання людей до CO₂ визнається можливим, але пов'язане з тренуванням органів дихання та кровообігу.

Окис азоту (NO). Безбарвний газ швидко окислюється до NO₂. NO кров'яна отрута, чинить пряму дію на центральну нервову систему. ГДК 5 мг/м³.

Діоксид азоту (NO₂). Газ бурого кольору із задушливим запахом.

Діоксид азоту сильно діє на легені людини. При роботі протягом 3 – 5 років у середовищі з концентрацією NO₂ 0,8 – 5 мг/м³ розвиваються хронічний бронхіт, емфізема легень, астма та деякі інші захворювання. ГДК NO₂ 5 мг/м³, при вищих концентраціях уражається нервова система людини.

При одночасній присутності у повітрі оксидів азоту та вуглецю

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

рекомендується знизити ПДК обох сполук.

Сірчистий ангідрид (SO₂). Безбарвний газ із гострим запахом. Добре розчиняється у воді, утворюючи сірчисту кислоту. Має загальну токсичну дію, порушує вуглеводний та білковий обмін. При концентрації 20 – 60 мг/м³ подразнює слизові оболонки дихальних шляхів та очей (чхання, кашель, поколювання в носі); при 200 мг/м³ викликає перепочинок, синюшність, людина переносить цю концентрацію лише 3 хв. При концентрації 300 мг/м³ відбувається розлад свідомості, і через 1 хв людина втрачає свідомість. SO₂ викликає зміни кісткової тканини. ГДК 10 мг/м³.

Токсичність SO₂ різко зростає при одночасній дії із сірководнем, окисом вуглецю, аміаку та оксидами азоту.

Сірководень (H₂S). Безбарвний газ із різким неприємним запахом, відчутним навіть при незначних концентраціях (запах тухлих яєць). Щільність сірководню по відношенню до повітря 1,19, тому він може накопичуватися в низьких місцях: ямах, колодязях, траншеях, тунелях, ящиках конденсаторів, холодильниках і т.п. Сірководень легко розчиняється у воді і дуже легко переходить із розчиненого стану у вільний.

До організму людини сірководень надходить головним чином через органи дихання та в невеликих кількостях через шкіру та шлунок. При вдиханні сірководень затримується переважно у верхніх дихальних шляхах. У невеликих кількостях він пригнічує центральну нервову систему, збуджує, а у великих викликає параліч, зокрема, дихальної і судинної систем. Після перенесеного гострого отруєння часто відзначають захворювання на пневмонію, менінгіт, енцефаліт тощо.

Сірководень найбільш токсичний компонент у повітряному басейні об'єктів з видобутку високосірчистих нафт і газу. Присутність його відчувається так: при концентрації 1,4 – 2,3 мг/м³ запах незначний, але явно відчутний; при – 3,3 – 4,6 мг/м³ сильний запах, для звиклих до нього не тяжкий; при 7,0 – 11,0 мг/м³ – запах, тяжкий навіть для звиклих до нього; при 100 мг/м³ – запах не відчувається; при 140 – 150 мг/м³ – подразнення слизової оболонки; при 260 мг/м³ – гинуть хвойні дерева; при 700 мг/м³ – людина втрачає свідомість; при 1000 мг/м³ та вище – миттєва смерть.

ПДК сірководню 10 мг/м³, у суміші з вуглеводнями C₁-C₅ – 5 мг/м³.

Етилен. Безбарвний газ, здатний розчинятися у питній воді. За характером токсичної дії сильний наркотик. При тривалій дії водних розчинів етилену відмічаються ураження печінки, зміни у складі крові. Поріг токсичної дії 1,5 мг/л; у концентраціях вище 0,5 мг/л етилен надає воді запаху, вище 10 мг/л – порушує процеси самоочищення водоймища від органічних речовин господарсько-побутових стічних вод.

ПДК етилену у водних об'єктах господарсько-питного призначення 0,5 мг/л.

Формальдегід. Газ із різким неприємним запахом, добре розчиняється у воді. 40% водний розчин носить назву формаліну, який широко використовують в медицині. Формальдегід подразнюючий газ, викликає

регенеративні процеси в органах, сенсibiliзує шкіру, діє на нервову систему, особливо на зір та слизові оболонки очей, викликає першіння в горлі, нежить, кашель, задуху.

Бенз(a)пірен. Типовий хімічний канцероген НС. Є в атмосфері повітря, рослинах, ґрунті, воді. Поступає в організм через шкіру, органи дихання, травний тракт.

Сажа. Її умовно називають твердим фільтратом відпрацьованих газів. Сажа продукт неповного згоряння та термічного розкладання вуглеводневих речовин. Сажа складається здебільшого з частинок вуглецю, містить у своєму складі канцерогенні, поліциклічні ароматичні вуглеводні, токсичні сполуки металів. Сажа має гарну леткість, довго тримається в повітрі, утворюючи стійку хмару в місцях виділення. Якщо вміст сажі у повітрі перевищує 8 %, її розглядають як вибухову речовину.

Вплив сажі виявляється у погіршенні видимості та появі неприємного запаху. Контакти із сажею викликають кон'юнктивіт, при вдиханні сажі виникає небезпека пневмонії. ГДК 0,15 мг/м³.

У табл. 12.3 наведено відомості про шкідливі властивості деяких компонентів шкідливих речовин.

Таблиця 12.3

Властивості шкідливих речовин

Вид речовини	Властивість
Вуглекислий газ	Задущлива дія
Оксиди вуглецю, азоту та сірки, альдегіди та ін.	Токсичність
Акролеїн, формальдегід, оксиди сірки, вуглеводні та ін.	Роздратування слизових оболонок носа, горла та очей
Поліциклічні ароматичні вуглеводні	Канцерогенна дія
Альдегіди, вуглеводні	Неприємний запах
Сажа, смола, мінеральні аерозолі, частки та пари палива та олії	Задимливість

Встановлено різні рівні ГДК однієї й тієї ж речовини для різних об'єктів зовнішнього середовища:

- ПДКСС ГДК у повітрі населених місць – середньодобова протягом доби;
- ПДКРз у робочій зоні – протягом робочого дня;
- ГДКМР ГДК у повітрі населених місць – максимально-разове значення протягом 30 хв.

У табл. 12.4 наведено значення ГДК забруднюючих речовин. Середньодобове значення ГДК встановлюється для попередження загальнотоксичної, канцерогенної, мутагенної та сенсibiliзуючої дії речовини на організм людини. Граничною концентрацією для робочої зони вважають таку концентрацію шкідливої речовини, яка при щоденній роботі протягом усього робочого періоду не може викликати захворювання у процесі роботи або

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

в окремі терміни життя сьогодення та наступних поколінь. Максимальне-разове значення ГДК встановлюється для запобігання рефлекторним реакціям людини при короточасній дії домішок. Наприклад, діоксид азоту має такі значення ГДК: ПДКСС 0,04 мг/м³, ПДКМР 0,2 мг/м³ ПДКрз 2 мг/м³.

Для повітря розрізняють ПДКСС та ПДКМР. Залежно від значення ГДК хімічні речовини у повітрі класифікують за ступенем небезпеки. Для надзвичайно небезпечних речовин (пари ртуті, сірководень, хлор) ГДК у повітрі робочої зони не повинна перевищувати 0,1 мг/м³.

Таблиця 12.4

Значення ГДК забруднюючих речовин

Речовина	Клас небезпеки	Значення ПДК, мг/м ³	
		ПДКРЛ	ПДК м.р
Діоксид азоту	3	2	0,2
Оксид азоту	3	5	0,4
Оксид вуглецю	4	20	5
Діоксид сірки	3	10	0,5
Вуглеводні СГС5	4	900/300	50 (ОБРВ)*
Вуглеводні С6-Сю	4	900/300	30 (ОБРВ)
Сажа	3	4	0,15
Одорант СПМ	3	0,8	0,00005
Оксид заліза	3	-	0,04 (ПДКгг)
Діоксид марганцю	2	0,3/0,1	0,01
Бенз(а)пірен	1	-	МО-6 (ПДКгг)
Сірководень	2	3,0	0,008
Бензол	2	15/5	0,3
Толуол	3	150/50	0,6
Ксилол	3	150/50	0,2
Кислота сірчана	2	1	0,3
Кислота соляна	2		0,2
Кислота азотна	2	2	0,4
Їдкий натр			0,01 (ОБРВ)
Бензин	4	300/100	5
Пил абразивний			0,04 (ОБРВ)
Метанол	3	5	1

* ОБРВ – орієнтовно безпечні рівні впливу

12.4 ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ

Відповідно до нормативно-правової бази України, яка регулює видобуток корисних копалин, аварійні викиди нафти і газу або пластової води зі свердловини ліквідують користувачі надр, які здійснюють буріння та експлуатацію в межах ліцензійної ділянки.

Законодавче поле для захисту довкілля при експлуатації нафтових і

газових родовищ на сьогодні достатньою мірою врегульовано. 23.05.2017 року було прийнято Закон України № 2059-VIII «Про оцінку впливу на довкілля», яким окремо визначено зміст і суб'єкти оцінки впливу на довкілля (Ст. 2), сфери застосування оцінки впливу на довкілля (Ст. 3), гласність оцінки впливу на довкілля (Ст. 4), повідомлення про планову діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, визначення обсягів досліджень та рівня деталізації інформації (Ст. 5), звіт з оцінки впливу на довкілля (Ст. 6), громадське обговорення (Ст. 7), оголошення про початок громадського обговорення звіту з оцінки впливу на довкілля (Ст. 8), висновок з оцінки впливу на довкілля (Ст. 9), експертні комісії з оцінки впливу на довкілля (Ст. 10), врахування результатів оцінки впливу на довкілля у рішенні про провадження планової діяльності (Ст. 11), оскарження в судовому порядку рішень, дій чи бездіяльності у процесі здійснення оцінки впливу на довкілля (Ст. 12), післяпроектний моніторинг (Ст. 13), оцінка транскордонного впливу на довкілля (Ст. 14), відповідальність за порушення законодавства про оцінку впливу на довкілля (Ст. 15), тимчасова заборона (зупинення) та припинення діяльності підприємств у разі порушення ними законодавства про оцінку впливу на довкілля (Ст. 16).

Як бачимо, норми цього закону закріплюють зобов'язання України в рамках підписаної Орхуської конвенції, спрямованої на забезпечення вільного доступу населення до інформації, включаючи екологічну. Збільшується адміністративна і фінансова відповідальність суб'єктів господарювання. Так, відповідно до даного нового закону, «Кодекс України про адміністративні правопорушення» доповнюється статтями: 955 Порушення вимог законодавства у сфері оцінки впливу на довкілля і 1729-2 – Порушення законодавства у сфері оцінки впливу на довкілля.

При порушенні вимог законодавства у сфері оцінки впливу на довкілля, як наприклад, «... надання завідомо неправдивих чи неповних відомостей про вплив на довкілля планової діяльності, порушення встановлених законодавством вимог щодо здійснення оцінки впливу на довкілля, у тому числі порядку інформування громадськості та порядку проведення громадського обговорення і врахування його результатів» передбачається накладення штрафу на посадових осіб у розмірі від 50 до 200 неоподатковуваних мінімумів доходів громадян. Недотримання екологічних умов під час провадження господарської діяльності тягне за собою накладення штрафу в розмірі від 200 до 500 неоподатковуваних мінімумів доходів громадян. При порушенні законодавства у сфері оцінки впливу на довкілля розмір штрафу сягає 200 – 400 неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

Запобігання аварійним ситуаціям є важливим аспектом чинних регуляторних документів. Так, за наказом Міністерства екології та природних ресурсів «Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ» вказується (розділ XVIII п. 8), що «під час буріння свердловин на родовищах нафти і газу заходи з охорони надр спрямовуються на забезпечення:

– запобігання відкритому фонтануванню, грифоутворенню, поглинанню промивальної рідини, обвалам стінок свердловин і міжпластових перетоків флюїдів (нафти, газу і води) під час буріння свердловин;

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

- розкриття продуктивних горизонтів, випробування, пробної експлуатації та подальшої експлуатації свердловин;
- надійної ізоляції в пробурених свердловинах усіх нафто-, газо- і водоносних пластів в усьому розкритому просторі;
- необхідної герметичності всіх обсадних колон труб, спущених у свердловину, їх якісного цементування;
- запобігання погіршенню колекторських властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану під час розкриття в процесі буріння, кріплення, перфорації та освоєння свердловин.

Безаварійній роботі при розробці родовищ вуглеводнів в Україні сприятиме дотримання вимог нормативно-правової бази у питаннях захисту довкілля, регламентів робіт та Державних будівельних норм.

12.4.1 Охорона надр при будівництві свердловин

В Україні склалася практика знімати родючий шар ґрунту при розробках в регіонах з цінними ґрунтами, спеціально зберігати ґрунтову масу на облаштованих для цього площадках, а потім, після передачі свердловини в експлуатацію, проводити рекультивацію з поверненням родючого шару.

Правила поведінки з ґрунтовим покривом при проведенні бурових робіт регулюються чинними нормативними документами, зокрема наказом Міністерства екології та природних ресурсів України «Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ» (від 15.03.2017 р. за № 118, зареєстрований Мінюстом України 02.06.2017 № 692/30560). Пункт 49 цього наказу «Заходи з охорони навколишнього природного середовища під час буріння» містить серед інших позицій і таке: «знімання та роздільне складування родючого та мінерального ґрунтів у буртах на території бурового майданчика для потреб подальшої рекультивації; раціональне використання і обов'язкова рекультивація землі після ліквідації свердловини».

Охорона надр під час будівництва свердловин передбачає виконання комплексу заходів, вкладених у запобігання викидів, відкритого фонтанування, грифоутворення, обвалів стін свердловин, поглинень бурового розчину, забруднення підземних вод та інших ускладнень. Для якісної ізоляції нафтових, газових та водоносних інтервалів у свердловинах необхідно забезпечувати герметичність обсадних колон та високу якість їх цементування. Особливу увагу необхідно приділяти правильному підбору тампонажних властивостей цементного розчину, його здатності протистояти процесам розкладання і руйнування, а також сумісності тампонажних властивостей з властивостями пластових флюїдів і гірських порід. Особливо високі вимоги щодо конструкції, герметичності та міцності обсадних колон, а також якості їх кріплення пред'являють до газових і газоконденсатних свердловин і свердловин, що використовують для підземного зберігання газу.

Перед початком буріння свердловини перевіряють, приводять в справне положення паропроводи, циркуляційну систему, блок приготування бурового розчину, склад зберігання хімреагентів, гідроізоляцію шламових комор,

територію під буровою вишкою, місткості ПММ та інші промислові споруди, де можливий витік рідини, яка містить шкідливі речовини.

Устя свердловини після спуску кондуктора або проміжної колони обсадної обладнується превенторною установкою. Обв'язка превенторів повинна виконуватися за типовою схемою, затвердженою територіальним геологічним управлінням та погодженою з органами Технагляду та воєнізованою частиною щодо запобігання та ліквідації нафтових і газових фонтанів.

Для охорони надр необхідно проводити такі технічні та технологічні заходи:

- вибір конструкції свердловини відповідно до проєктних рекомендацій;
- дотримання вимог «Правил безпеки у нафтовій та газовій промисловості»;
- забезпечення герметизації кондуктора, напрямку та експлуатаційної колони відповідно до «Інструкцій з випробовування свердловин на герметичність»;
- запобігання погіршенню колекторських властивостей продуктивних пластів, вжиття заходів для збереження їх природного стану при розкритті, кріпленні та освоєнні;
- застосування комплексу противикидного обладнання на усті свердловини, що регулюють клапани системи промивки свердловини під тиском, КВП, що забезпечують постійний контроль над бурінням свердловин з метою запобігання неконтрольованим викидам, обвалів стінок свердловин і міжпластових перетікань, флюїдопроявів та відкритих фонів;
- використання високоякісного глинистого розчину, що формує на стінці свердловини тонку низькопроникну кірку для забезпечення низької водовіддачі розчину і малої глибини проникнення фільтрату розчину в пласт при бурінні свердловини;
- застосування високоміцних та високогерметичних обсадних труб, мастил типу Р-402, Р-2МПВ для запобігання порушенню цілісності колон при видобутку нафти;
- обмеження швидкості спуску бурильного інструменту та обсадних колон (не більше 1,4 м/с) для попередження гідророзриву гірських порід (що надалі може призвести до поглинань бурового розчину або ГНВП);
- застосування технологічного оснащення низу колон, тампонажного розчину з низькою водовіддачею та сучасних технологій цементування спільно з передбаченим комплексом методів контролю процесу цементування та якості цементування колон для забезпечення довговічності та надійності служби свердловини як гірничого кріплення відповідно до «Інструкції з кріплення нафтових та газових свердловин» ;
- використання способів захисту підземних вод під час буріння, спрямованих на недопустимість їх забруднення та запобігання можливості змішування вод різних горизонтів;
- навчання персоналу методам попередження ГНВП.

При охороні надр у ММП забороняється будівництво кущових площадок

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

шляхом зсуву місцевого ґрунту. Площадка відсипається привізним ґрунтом (піском). Висота насипу має бути не менше 1,5 м, що запобігає розтепленню ММП. В основу площадок додатково може бути покладений геотекстильний матеріал, що знижує вплив на ММП і запобігає перемішуванню відсипного ґрунту з ґрунтом основи.

Плата за забруднення НС стягується за викиди в атмосферу, скидання у водоймища та ґрунт токсичних речовин, розміщення відходів на звалищах та полігонах та ін. За наднормативне забруднення НС, що перевищує рівень ПДК та ПДВ, передбачаються додаткові платежі. У законі «Про охорону навколишнього середовища» передбачено заохочення державних та інших підприємств, які впроваджують маловідходні та безвідходні технології, що утилізують вторинні ресурси, та проводять інші природоохоронні заходи. Такі підприємства отримують пільги з оподаткування та кредитування. Підприємства, що випускають екологічно чисту продукцію, мають право встановлення надбавок до ціни виготовленого виробу. Водночас за екологічні правопорушення посадові особи та громадяни несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну чи кримінальну відповідальність.

12.4.2 Охорона надр при експлуатації свердловин

Завдання охорони надр при нафтогазовидобутку полягає у здійсненні системи заходів щодо запобігання втратам нафти, газу та конденсату, недопущенню неправильної розробки нафтових і газових покладів та експлуатації свердловин, що може призвести до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетоків рідини між продуктивними та непродуктивними горизонтами, порушення міцності колони та цементу за нею, руйнування нафтогазовмісних колекторів та інших явищ, що погіршує стан надр.

Контроль над охороною надр, особливо в ускладнених умовах, повинен бути ретельно та цілеспрямовано спланований, а його здійснення має мати систематичний характер. При цьому об'єктом контролю має бути не тільки продуктивна частина розрізу родовища, а й нарівні з нею приповерхнева зона стовбура свердловини.

Наземне технологічне обладнання повинне забезпечити збирання та підготовку до транспортування або зберігання не тільки основної корисної копалини, але й кондиційних продуктів, що попутно добуваються (конденсату, сірки, інертних газів, мікроелементів і т.д.).

Робота експлуатаційних та нагнітальних свердловин повинна здійснюватися відповідно до технологічного режиму, що визначає по кожній окремій свердловині оптимальні величини дебіту нафти, газу та пластової води, тиску на усті, депресії на експлуатований пласт, періоди експлуатації та ін. Відбори рідини або газу та депресія на пласт повинні підбиратися так, щоб забезпечити збереження скелета пласта та не допустити підтягування язиків та конусів води до вибоїв свердловин.

Для охорони надр необхідно проводити такі заходи:

- організація регулярного контролю над станом свердловин та нафтопромислового обладнання;
- вибір технологій, що забезпечують комплексне раціональне використання всіх природних ресурсів і виключають або знижують шкідливий вплив технологічних процесів на НС;
- організація геологічного та екологічного моніторингу НС; оцінка їх поточного стану;
- запобігання викиду та відкритому фонтануванню нафти та газу;
- забезпечення безпеки експлуатаційної колони і цементного кільця за нею;
- розміщення інженерних споруд на площадках з твердим покриттям;
- забезпечення повної герметизації технологічних процесів;
- організація автоматичного контролю над технологічними процесами, запобігання аварійним ситуаціям;
- організація утилізації та поховання виробничих і побутових відходів;
- забезпечення антикорозійного захисту обладнання та промислових комунікацій; застосування інгібіторів корозії.

12.4.3 Консервація свердловин

Особливе значення з погляду охорони надр має правильне проведення робіт з консервації та ліквідації свердловин. Своєчасне та якісне проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт у свердловинах, що підлягають консервації чи ліквідації, сприяє запобіганню їх негативного впливу на збереження та раціональне використання природних ресурсів.

Консервація та ліквідація свердловин повинні проводитись відповідно до інструкції «Про порядок ліквідації, консервації свердловин та обладнання їх усть та стовбурів».

Усі категорії свердловин (опорні, параметричні, розвідувальні, експлуатаційні, нагнітальні, контрольні, спеціальні та ін.) підлягають консервації (як і ліквідації). Ці види робіт повинні забезпечити збереження родовищ, безпеку життя та здоров'я населення, охорону НС. Консервація (ліквідація) повинна здійснюватися відповідно до проектної документації у строки, погоджені з територіальними органами Технагляду.

Якщо тривалість консервації свердловини з тієї чи іншої причини перевищить (або може перевищити) терміни, передбачені проектом розробки, або перевищить 15 років, і за висновком незалежної експертизи виникне реальна загроза заподіяння шкоди навколишньому природному середовищу, майну, життю та здоров'ю населення, то на вимогу відповідного органу державного нагляду та контролю користувач надр зобов'язаний розробити та реалізувати додаткові заходи безпеки, що унеможливають виникнення аварійної ситуації, або ліквідувати свердловину.

Тимчасове призупинення діяльності об'єкта у зв'язку з економічними причинами (відсутність попиту на сировину тощо) може здійснюватися без консервації свердловин на строк до 6 місяців за умови виконання заходів щодо забезпечення промислової безпеки, охорони надр та НС на весь термін

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

припинення, погоджених з територіальними органами Технагляду.

Тимчасова консервація свердловин проводиться у процесі будівництва, після його закінчення та в процесі експлуатації.

Консервація свердловин у процесі будівництва проводиться у випадках:

– консервації частини стовбура свердловин, захищеного обсадною колоною, при сезонному характері робіт терміном до продовження будівництва;

– руйнування під'їзних шляхів внаслідок стихійного лиха на строк, необхідний для їх відновлення;

– невідповідності фактичних геолого-технічних умов проєктом на строк до уточнення проєктних показників та складання нового технічного проєкту будівництва свердловин.

Для консервації свердловини зі спущеною (неперфорованою) колоною необхідно:

– спустити в свердловину бурильний інструмент чи колону НКТ до глибини штучного вибою;

– обробити буровий розчин із доведенням його параметрів відповідно до проєкту на будівництво свердловини, додати інгібітор корозії;

– підняти колону труб на 50 м від вибою, верхню частину свердловини заповнити незамерзаючою рідиною (соляровим маслом, розчином хлористого кальцію);

– загерметизувати трубний та затрубний простір свердловини;

– провести консервацію бурового обладнання;

– на усті свердловини встановити металеву табличку із зазначенням номера свердловини, часу початку та закінчення консервації свердловини та організації-власника;

– захистити устя свердловини (крім свердловин на кущових майданчиках); на огорожі встановити табличку із зазначенням номера свердловини, родовища, підприємства користувача надр, строк консервації; провести планування свердловини.

Консервації підлягають всі категорії свердловин, завершених будівництвом, терміном до передачі замовнику для подальшої організації збору та підготовки нафти, газу та води.

У процесі експлуатації підлягають консервації:

– експлуатаційні свердловини на нафтових та газових родовищах після того, як величина пластового тиску в них досягає тиску насичення або початку конденсації на строк до відновлення пластових тисків, що дозволяють вести їх подальшу експлуатацію;

– видобувні свердловини у разі прориву газу, газових шапок до вибоїв терміном до вирівнювання газонафтового контакту;

– експлуатаційні та нагнітальні свердловини у разі прориву пластових або закачуваних вод на строк до проведення робіт з ізоляції, до вирівнювання фронту води, що закачується, або просування водонафтового контакту;

– експлуатаційні свердловини, експлуатація яких припинена на вимогу

державних органів нагляду та контролю, на строк до проведення необхідних заходів щодо охорони надр, НС тощо.

Під час проведення робіт з консервації свердловин необхідно:

- підняти зі свердловини підземне обладнання;
- спустити НКТ, промити стовбур свердловини, очистити інтервал перфорації;
- стовбур свердловини заповнити нейтральною рідиною, що виключає корозійну дію на колону і забезпечує збереження колекторських властивостей продуктивного горизонту та необхідне протитиск на пласт. Верхню частину свердловини заповнити незамерзаючою рідиною.

На родовищах із високим вмістом сірководню при консервації свердловина заповнюється розчином, обробленим нейтралізатором. Над інтервалом перфорації має бути встановлений цементний міст заввишки не менше 100 м. Ліфтова колона повинна бути піднята над цементним мостом не менше ніж на 50 м або витягнута зі свердловини. Після встановлення цементного моста трубний та затрубний простір свердловини має бути заповнений розчином, обробленим нейтралізатором. Штурвали засувок арматури свердловини, що консервуються, повинні бути зняті, крайні фланці засувок обладнані заглушками, манометри зняті і патрубки загерметизовані. Устя свердловини має бути огорожене, на огорожі встановлено металеву табличку із зазначенням номера свердловини, найменування родовища та написом «Небезпечно, сірководень!»

Контроль за технічним станом законсервованих свердловин здійснюється виходячи з конкретних гірничо-геологічних умов за погодженням з органами Технагляду (але не рідше двох разів на рік для свердловин, законсервованих після закінчення будівництва, та одного разу на квартал у процесі експлуатації, якщо в них встановлені цементні мости). Результати перевірок відображаються у спеціальних журналах. Контроль за станом фонду законсервованих свердловин проводять з метою виключення небезпеки, яка полягає в тому, що через тривалий простой руйнуються цементні мости, зазнають корозії металеві частини свердловин, що веде до втрати герметичності, виникають відкриті газонафтові фонтани, розливи нафти, пожежі та прісних вод.

12.4.4 Ліквідація свердловин

Усі свердловини, що ліквідуються, залежно від причин ліквідації поділяють на 4 категорії:

- свердловини, які здійснили своє призначення;
- свердловини, що ліквідуються з геологічних причин;
- свердловини, що ліквідуються з технічних причин;
- свердловини, що ліквідуються з технологічних, екологічних та інших причин.

До першої категорії належать:

- свердловини, які виконали завдання, передбачені проєктом будівництва;
- свердловини, пробурені як видобувні, а після обводнення переведені в контрольні, нагнітальні та інші, за відсутності їх подальшого використання.

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ

До другої категорії належать:

– свердловини, доведені до проєктної глибини, але які у несприятливих геологічних умовах, тобто у зонах відсутності колекторів, законтурної області нафтових та газових родовищ, що дали непромислові припливи нафти, газу, води, а також свердловини, де були проведені роботи з інтенсифікації припливу, які не дали результатів;

– свердловини, що не розкрили проєктний горизонт і не доведені до проєктної глибини через невідповідність фактичного геологічного проєктного розрізу, розкриття у розрізі непереборних перешкод (катастрофічні зони, поглинання, обвали, високопластичні породи);

– свердловини, що виявилися «сухими», що не дали припливу, і т.п.

До третьої категорії належать:

– свердловини, на яких виникли відкриті фонтани, пожежі, наслідком яких стала втрата стовбура свердловини, а також аварії з бурильним інструментом, технічними або експлуатаційними колонами, внутрішньосвердловиним та устьовим обладнанням, геофізичними приладами та кабелем, аварії через неякісне цементування;

– свердловини, де відбувся приплив пластових вод при освоєнні, випробуванні або експлуатації, ізолювати які неможливо;

– свердловини, на яких виявлено негерметичність експлуатаційної колони через її корозійний знос внаслідок тривалої експлуатації в агресивному середовищі;

– свердловини зі зруйнованими внаслідок стихійних лих (землетруси, зсуви) устями або виникненням реальної небезпеки зсувних явищ або затоплення;

– свердловини при змінанні, зламі обсадних колон в інтервалах залягання солей, глин, ММП.

До четвертої категорії належать:

– свердловини, завершені будівництвом та не придатні до експлуатації через невідповідність міцності та корозійно-стійких характеристик експлуатаційної колони фактичним умовам;

– свердловини, які непридатні до експлуатації в умовах проведення теплових та газових методів дії на пласт;

– свердловини, законсервовані в очікуванні організації видобутку, якщо термін консервації становить 10 і більше років і протягом найближчих 5 років не передбачено їх введення в експлуатацію, або за даними контролю за технічним станом колони та цементного каменю подальша консервація недоцільна;

– свердловини, розташовані у санітарно-захисних зонах населених пунктів, водоохоронних зонах річок, водойм, заборонених зонах, за обґрунтованими вимогами уповноважених органів;

– свердловини, розташовані в зонах, де змінилася геологічна обстановка, що спричинила зміну екологічних, санітарних вимог та заходів безпеки, і виникла невідповідність експлуатації свердловин статусу цих зон.

Перед проведенням ліквідаційних робіт необхідно здійснювати якісні ізоляційно-ліквідаційні роботи у свердловині. Ускладнення та аварії, що виникли у процесі ізоляційно-ліквідаційних робіт або у процесі дослідження технічного стану свердловин, ліквідуються за додатковими планами, узгодженими з регіональними органами Технагляду. Ліквідація свердловин з міжколонним тиском, заколонними перетіканнями, грифонами допускається лише після їх усунення.

Конкретний план ліквідації свердловини розробляється користувачем надр з урахуванням місцевих умов, нормативних документів та погоджується з територіальними органами Технагляду.

Ліквідація свердловин може здійснюватися без експлуатаційної колони та зі спущеною колоною. Ліквідація свердловини без експлуатаційної колони залежно від гірничо-геологічних умов розкритого розрізу проводиться шляхом встановлення цементних мостів в інтервалах залягання високонапірних мінералізованих вод і слабопродуктивних, що не мають промислового значення, покладів вуглеводнів. Висота цементного моста повинна бути на 20 м нижче підошви і на стільки ж вище за покрівлю кожного такого горизонту. Над покрівлю верхнього пласта з мінералізованою водою, а також на межі залягання пластів з прісними та мінералізованими водами (якщо вони не перекриті технічною колоною) встановлюють цементний міст заввишки 50 м. У черевіку останньої технічної колони встановлюють цементний міст з перекриттям черевика колони не менш ніж на 50 м. Свердловина заповнюється нейтральною рідиною, кондуктор нейтральною рідиною, що не замерзає.

На усті свердловини встановлюється бетонна тумба розміром 1 м × 1 м × 1 м з репером висотою не менше 0,5 м і металевою табличкою, де електрозварюванням вказують номер свердловини, родовище (площа), підприємство – користувач надр, дата її ліквідації. При розташуванні свердловини на землях, що використовують для сільськогосподарських цілей, устя свердловини заглиблюють не менше ніж на 2 м від поверхні землі, обладнують заглушкою, встановленою на кондукторі (технічній колоні), та табличкою з вищезазначеними даними. Заглушка покривається матеріалом, що запобігає її корозії, і устя свердловини засипають землею. Викопіювання плану місцевості із зазначенням місця розташування устя ліквідованої свердловини передають землекористувачеві, про що робиться відповідна відмітка у справі свердловини та акті на рекультивацію земельної ділянки.

Обладнання стовбурів при ліквідації свердловин зі спущеною експлуатаційною колоною провадиться наступним чином. При підйомі цементу за експлуатаційною колоною вище черевика попередньої колони (технічної колони або кондуктора) встановлюють цементні мости проти всіх інтервалів перфорації, інтервалів негерметичності, у місцях стикування при секційному спуску експлуатаційної та технічної колон, в інтервалі башмака.

Ліквідація свердловин із з'ятою експлуатаційною колоною проводиться шляхом встановлення цементних мостів в інтервалах перфорації та змінання колон на 20 м нижче та на 100 м вище цих інтервалів перфорації та змінання колон. Свердловина заповнюється нейтральною рідиною. Устя свердловин

12 ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ Й ОХОРОНА НАДР ПРИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННІ
обладнують аналогічно вищеописаним способом.

На родовищах з високим вмістом сірководню при ліквідації свердловин (з експлуатаційною колоною або без неї) продуктивний пласт повинен перекриватися цементним мостом по всій його потужності та на 100 м вище за покрівлю. Якщо експлуатаційна колона в ліквідовану свердловину не спущена, то в черевіку останньої проміжної колони додатково повинен встановлюватися цементний міст заввишки не менше 100 м. Тампонажний матеріал, що використовують для встановлення мостів, повинен бути корозійностійким і відповідати вимогам, передбаченим робочим проектом на будівництво колон в інтервалах пласта, що містить сірководень.

Після закінчення ліквідаційних робіт устя свердловини повинне обладнатися колонною головкою та засувкою високого тиску в корозійному виконанні, а також відводами для контролю тисків у трубному та міжколонному просторах. Навколо устя свердловини обладнують площадку розміром 22 м з огорожею. На огорожі встановлюється металева табличка, де вказують номер свердловини, найменування родовища, користувач надр, дата закінчення буріння і навіть міститься напис: «Обережно, сірководень!»

Після проведення ліквідаційних робіт через місяць, 6 місяців і далі, з періодичністю не рідше одного разу на рік, повинен проводитися контроль тисків у трубному та міжколонному просторах, а також контроль повітря навколо устя свердловини та у прилеглих низинах на вміст сірководню. Результати вимірів оформлюють відповідними актами.

Усі матеріали з ліквідованої свердловини мають бути скинуті, засвідчені печаткою та підписами. Матеріали повинні зберігатися у користувача надр. Підсумкові дані щодо ліквідації свердловин повинні надсилатися до Технагляду.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
2. Буріння свердловин : довідник : у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – К. : Акціонерне товариство «Агронафта», 2002. – ISBN 966-501-032-8.
3. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х. : Пром-Арт, 2018. – 608 с.
4. Яремійчук, Р.С. Освоєння та дослідження свердловин : навч. посіб. / Р. С. Яремійчук, В. Р. Возний. – Львів : Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.
5. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник / Р.М. Кондрат. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 445 с.
6. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. для студентів ВНЗ / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко [та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів : Місіонер, 1996. – 620 с.
8. Основи нафтогазової справи : навч. посібник для студ. / Білецький В.С., Орловський В.М., Дмитренко В.І., Похилко А.М. – Полтава : ПолтНТУ, Київ : ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
9. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу : навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2019. – 203 с.
10. Зберігання та дистрибуція нафти, нафтопродуктів і газу : навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т “Дніпровська політехніка”. – Дніпро : НТУ “ДП”, 2020. – 293 с.
11. Технологічні основи нафто- та газопереробки: навчальний посібник / В.І. Склабінський, О.О. Ляпощенко, А.Є. Артюхов. – Суми : Сумський державний університет, 2011. – 186 с.

Навчальне видання

Судаков Андрій Костянтинович
Коровяка Євгеній Анатолійович
Максимович Олеся Володимирівна
Расцветаєв Валерій Олександрович
Дзюбик Андрій Романович
Калюжна Таїсія Миколаївна
Войтович Андрій Андрійович
Яворська Вікторія Вікторівна

ОСНОВИ НАФТОГАЗОВОЇ СПРАВИ

Підручник

Видано в редакції авторів

Макетування – В.В. Яворська
Відповідальний за випуск О.М. Дук

Підписано до друку 15.07.23.
Формат 60×84/16. Папір офсетний.
Ризографія. Ум. друк. арк. 33,2.
Наклад 100 пр. Зам. № 67/10-07

Підготовлено до друку в Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка». Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
ДК № 1842 від 11.06.2004. 49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.

Видавництво «СПОЛОМ». 79008 Україна,
м. Львів, вул. Краківська, 9. Тел.: (380-32) 297-55-47.
E-mail: spolom_lviv@ukr.net.

Свідоцтво суб'єкта видавничої діяльності: серія ДК, № 2083 від 02.02.2005 р.

Друк ФОП Гуменецький М. В. 81630 Львівська обл.,
Миколаївський р-н, с. Гонятичі, вул. Польова, 10.
Свідоцтво фізичної особи підприємця: № 083613 від 18.08.2008 р.