

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF UKRAINE
DNIPRO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Ye.A. Koroviaka, L.N. Shyrin, V.O. Rastsvietaiev

GAS CONTENT ASSESSMENT OF METHANE-COAL DEPOSITS

Textbook

Dnipro
Zhurfond
2023

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



Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Підручник

Дніпро
Журфонд
2023

УДК 622.03:622.324.5(075.8)

К 68

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як підручник для студентів спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 7 від 29.06.2023).

Рецензенти:

В.А. Баранов, д-р геол. наук, ст. наук. співроб., завідувач лабораторії дослідження структурних перетворень гірських порід Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України;

Ю.Л. Винников, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри буріння та геології Навчально-наукового інституту нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

С.О. Попов, д-р техн. наук, професор, професор кафедри автоматизації, комп'ютерних наук і технологій Криворізького національного університету.

Коровяка Є.А.

К68 Оцінка газоносності метановугільних родовищ : підручник / Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : Журфонд, 2023. – 304 с.

ISBN

Розглянуто загальні відомості щодо геології природних газів, сучасних методів та технічних засобів прогнозу газоносності, обладнання, розкриття та випробування продуктивних горизонтів газу свердловинами, газодинамічних досліджень у них, а також дегазації вуглевмісних гірських порід.

Для студентів закладів вищої освіти спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології. Може бути корисним для наукових та інженерно-технічних працівників геолого-розвідувальної, гірничої та нафтогазової промисловостей.

УДК 622.03:622.324.5(075.8)

© Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін,
В.О. Расцветаєв, 2023

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2023

ISBN

ПРИСВЯЧУЄТЬСЯ ПАМ'ЯТІ



Микола Андрійович Дудля

Український учений, професор Національного гірничого університету.

Член наукового комітету Międzynarodowej naukowo-technicznej konferencji «NOWE METODY I TECHNOLOGIE W GEOLOGII NAFTOWEJ, WIERTNICTWIE; EKSPLOATACJI OTWOROWEJ I GAZOWNICTWIE» (Краків, Польща). Академік «Academy of engineering in Poland» та Української екологічної академії наук.

Лауреат премії Міністерства освіти і науки України.

Двічі лауреат премії Національного гірничого університету в галузі освіти і науки.

Заслужений працівник гірничої та нафтогазової промисловості Польщі. Нагороджений знаком «ZŁOTA ODZNAKE» цього відомства, а також медалями Міністерства освіти і науки Польщі «Za szczególne zasługi dla oświaty i wychowania», грамотами і медалями Гірничо-металургійної академії ім. Сташиця в Кракові.

Нагороджений грамотами і медалями імені академіка В.І. Лучицького Міністерства геології України, «Петра Могили» МОН України.

Кавалер знаків «Шахтарська слава» трьох ступенів.

Лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки (2015) за підручник «Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин».

ЗМІСТ

ПРИЙНЯТІ СКОРОЧЕННЯ	8
ПЕРЕДМОВА	11
ВСТУП	13
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ГЕОЛОГІЇ	16
1.1. Будова та склад земної кори	16
1.2. Геологічні процеси на поверхні та в надрах Землі.....	21
1.3. Геохронологічна шкала	22
<i>Контрольні питання</i>	24
РОЗДІЛ 2. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ГЕОЛОГІЮ ГАЗІВ..	25
2.1. Загальна характеристика властивостей нафти та природного газу.....	25
2.2. Походження нафти та газу	31
2.3. Колекторські властивості гірських порід	34
2.3.1. Гідрогеологічні властивості гірських порід.....	35
2.4. Форми залягання гірських порід	37
2.4.1. Непошкоджені форми залягання осадових гірських порід.....	37
2.4.2. Складчасті та розривні порушення гірських порід.....	37
2.5. Формування покладів нафти і газу	40
2.5.1. Міграція нафти і газу	41
2.5.2. Пастки нафти і газу	43
2.6. Пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ	47
2.6.1. Методи пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ	48
2.6.2. Буріння нафтових і газових свердловин.....	51
2.6.3. Класифікація способів буріння	52
2.7. Видобутку нафти та газу.....	56
2.7.1. Коротка історія розвитку нафтогазовидобутку.....	56
2.7.2. Етапи видобутку нафти і газу	59
2.7.3. Сили, що діють у продуктивному пласті	60
2.7.4. Режим роботи покладів	61
2.7.5. Загальна характеристика геологічної будови вугільних басейнів України	63

2.7.6. Форми знаходження газів у вугільних пластах і вмісних породах.....	71
2.7.7. Газова зональність	72
2.7.8. Ресурсна база вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Донбасу	73
<i>Контрольні питання</i>	81

РОЗДІЛ 3. МЕТОДИ І ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ВИВЧЕННЯ ТА ПРОГНОЗУ ГАЗОНОСНОСТІ..... 82

3.1. Вимоги до матеріалів з газоносності вугільних родовищ.....	82
3.2. Методи вивчення газоносності вугільних родовищ.....	85
3.2.1. Метод вивчення якісного складу газу	85
3.2.2. Метод прямого визначення природної газоносності вугільних пластів і вмісних порід	90
3.2.3. Методи непрямого визначення природної газоносності	118
3.2.4. Комплексний метод МГК	120
3.2.5. Комплекс геофізичних досліджень у свердловинах.....	129
3.2.6. Газовий каротаж	133
3.2.7. Вивчення газовиділень зі свердловин.....	137
3.2.8. Конструкція і спосіб застосування ПГД-2.....	138
3.2.9. Способи дегазації породногазових проб і рідин.....	140
3.2.10. Виявлення та вивчення мікропокладів газу в вугленосній товщі	148
3.2.11. Визначення параметрів розкритої тріщинуватості гірських порід.....	152
3.2.12. Методика проведення підземних газових зйомок.....	159
3.2.13. Розрахунок значень природної газоносності порід за результатами сорбційних досліджень.....	164
3.2.14. Оцінка показності породгазових проб, відібраних у герметичні посудини кернагазонабирачами.....	168
3.2.15 Вивчення газоносності за допомогою пакерних пристроїв.....	171
<i>Контрольні питання</i>	171

РОЗДІЛ 4. ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ..... 173

4.1. Загальні відомості.....	173
4.2. Методи вимірювання вихідних параметрів свердловин з видобутку метану.....	180
4.3. Дослідження водних свердловин	189

4.4. Планування режимів випробування свердловин	202
4.5. Комплексні газодинамічні дослідження розвідувальних свердловин.....	210
4.6. Оцінка газонасичених пластів при випробуванні свердловин	215
4.7. Методи дослідження свердловин	218
4.7.1. Дослідження свердловин методом сталих відборів.....	218
4.7.2. Дослідження свердловин з тривалим періодом стабілізації вибійного тиску і дебіту.....	227
4.8. Дослідження свердловин при нестационарних режимах фільтрації.....	234
<i>Контрольні питання</i>	242

РОЗДІЛ 5. РОЗКРИТТЯ І ВИПРОБУВАННЯ

ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ..... 244

5.1. Вимоги до складу і властивостей промивальної рідини для розкриття продуктивного горизонту.....	244
5.2. Коефіцієнт резерву густини рідини для розкриття продуктивного горизонту	245
5.3. Методи входження в продуктивну товщу	246
5.4. Методика вибору способу входження в продуктивну товщу.....	248
5.5. Методи обробки привибійної зони пласта для підвищення її проникності.....	250
5.6. Способи дослідження продуктивних пластів.....	253
5.7. Випробувачі пластів.....	259
5.8. Технологія випробовування і випробування об'єкта.....	283
5.9. Визначення характеристик пласта за діаграмою.....	289
5.10. Обладнання свердловин фільтрами.....	294
5.11. Розрахунок значень природної газоносності порід за результатами досліджень із застосуванням пластовипробувачів..	298
<i>Контрольні питання</i>	300

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ..... 301

ПРИЙНЯТІ СКОРОЧЕННЯ

АВПТ	– аномально-високий пластовий тиск
АПО	– апарат повітряного охолодження
АКЦ	– акустичний каротаж цементування
БК	– бурильна колона
УБР	– управління бурових робіт
ВВГ	– вільні вуглеводневі гази
ВВП	– вузол вимикальних пристроїв
ВГЗТП	– витік газу в затрубному просторі
ВГН	– вторинне газонакопичення
ВТН	– власні технологічні потреби
ВУ ПЗГ	– виробниче управління підземного зберігання газу
ГВК	– газо-водяний контакт
ГТК	– геолого-технічний контроль
ГДК	– гранично-допустима концентрація
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин
ГЗП	– газозбірний пункт
ГК	– гамма-каротаж
ГКР	– газоконденсатне родовище
ГКС	– газокompресорна служба
ГНВП	– газонафтоводопроявлення
ГНС	– газонаповнювальні станції
ГПР	– геолого-промисловий район
ГР	– газове родовище
ГРП	– газорозподільний пункт
ГРС	– газорозподільна станція
ГПО	– газонасичений поровий обсяг
ГС	– геологічна служба
ДАТ	– державне акціонерне товариство
ДБН	– державні будівельні норми
ДВКТ	– діафрагмовий вимірювач критичної течії
ДЕЛ	– діетілен-ламін
ДЕГ	– діетілен-гліколь

ДКС	– дожимна компресорна станція
ДПЕ	– дослідно-промислова експлуатація
ЕВС	– енерго водопостачальна служба
ЄТП	– єдині технічні правила
ІКХ і ХВ	– інститут колоїдної хімії та хімії води
ІННК	– імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
ІБД	– інформаційний банк даних
КВВТ	– крива відновлення вибійного тиску
КВПіА	– контрольно-вимірювальні прилади і автоматика
КНБК	– компоновка низу бурильної колони
КОС	– кремнійорганічні сполуки
КПЗГ	– комплекс підземного зберігання газу
КРС	– капітальний ремонт свердловин
КС	– компресорна станція
МГ	– магістральний газопровід
МГК	– метод газового каротажу
МТП	– міжтрубний простір
МТТ	– міжтрубний тиск
НАК	– національна акціонерна компанія
НВС	– нагнітально-видобувна свердловина
НД	– нормативний документ
НГК	– нейтронний гамма-каротаж
НКТ	– насосно-компресорні труби
НКМВ	– нижня концентраційна межа вибуху
НД	– небезпечні дії
НТС	– низькотемпературна сепарація
ОВС	– оперативно-виробнича служба
ОП	– обладнання противикидне
ОЗЦ	– очікування затвердіння цементу
ПАР	– поверхнево активні речовини
ПВГ	– пункт виміру газу
ПЗГ	– підземне зберігання газу
ПЛАС	– план локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій
ППВ	– попутні пластові води
ППР	– планово-попереджувальний ремонт
ПРС	– поточний ремонт свердловини
ПЦАТ	– портландцемент алінітовий тампонажний

ПЦТП	– портландцемент тампонажний полегшений
ПЦТ	– портландцемент тампонажний
РНГ	– розріджений нафтовий газ
РТО	– рекуперативний теплообмінник
СГУ	– стандарт галузевої України
СТК	– стандарт компанії
ТБ	– техніка безпеки
ТБФ	– трибутилфосфат
ТДА	– турбдестандерний агрегат
ТЕА	– триетаноламін
ТЕЦ	– теплова електростанція
ТК	– термометричний каротаж
ТУУ	– технічні умови України
УКПГ	– установка комплексної підготовки газу
УОГ	– установка осушення газу
УМГ	– управління магістральних газопроводів
ФА	– фонтанна арматура
ЦІТС	– центральна інженерно-технологічна служба
ЦТПС	– цемент тампонажний для паронагнітальних свердловин
K_T	– коефіцієнт газонасичення
P_T	– робочий тиск
$P_{\text{виб}}$	– динамічний тиск на вибої газової свердловини
$P_{\text{зт}}$	– тиск газу в затрубному просторі газової свердловини
$P_{\text{тр}}$	– тиск газу в трубах газової свердловини
$P_{\text{пл}}$	– пластовий тиск
ΔP_D (ΔP_P)	– депресія (репресія)

ПЕРЕДМОВА

В умовах сьогодення одним з актуальних питань для України є видобуток метану з газовугільних родовищ. Вирішення цього питання дозволить забезпечити нашу країну цим найціннішим енергоносієм, а дегазація вуглевмісних товщ приведе до збільшення безпеки розробки вугільних родовищ. Зменшення газовиділень у гірничих виробках підвищує рівень безпеки праці, створює умови для збільшення навантаження на очисні вибої за газовим фактором і утилізації каптованого метану.

На шахтах України застосовуються практично всі способи дегазації, відомі в світовій практиці. Найбільшого поширення набули способи дегазації підроблюваних зближених пластів, що потрапляють до зони впливу очисних робіт, на частку яких припадає понад 80 % каптованого газу. Однак ефективність дегазації в багатьох випадках залишається недостатньою.

Вилучення газу здійснюється за допомогою підземних дегазаційних свердловин, пробурених з гірничих виробок на покрівлі й підшві робочих пластів і з'єднаних з дегазаційною системою. Надходження газу з масиву в свердловину починається з моменту руйнування гірського масиву в процесі видобутку вугілля. Через дегазаційну систему, яка поєднує дегазаційні свердловини, газоповітряна суміш, ізольована від шахтного повітря, подається на поверхню і при наявності у складі метану (більше 25%) використовується як висококалорійне паливо або як хімічна сировина.

Цей метод є методом супутнього вилучення метану з вуглевмісного розрізу при видобутку вугілля і називається шахтним. У вітчизняній методиці й технології основним об'єктом видобутку газу як супутньої корисної копалини є шахтне поле, а джерелом видобутку – масив гірських порід, а точніше – породи покрівлі та підшви робочих вугільних пластів разом з пластами-супутниками, які потрапляють до зони розвантаження від гірського тиску. Наприклад, ці зони в умовах Донбасу розширюються в покрівлю пластів на відстань до 150 – 180 м, а в підшву до 50 – 60 м.

Методика, розроблена іноземними фірмами «Amoco Production Company», «Enron», «Keln» та ін., розрахована на видобуток газу як самостійної корисної копалини і на вилучення вуглеводневих газів з

вугільних пластів, що не залучалися в експлуатацію. При цьому об'єктами видобутку не є шахти, а детально розвідані площі, джерелом – газоносне вугілля, а не вуглевмісні породи і пласти-супутники. Видобуток газу з вугілля здійснюється за допомогою свердловин, які пробурені з поверхні, інтенсифікація газовіддавання здійснюється методом гідророзриву вугільних пластів. Цей метод можна назвати безшахтним на відміну від першого – шахтного.

Особливо перспективним напрямком у розвитку технології видобутку метану є метод вилучення вільних вуглеводневих газів з природних пасток за допомогою вертикальних свердловин, пробурених з поверхні. Цей метод належить до безшахтного і традиційного газопромислового способу видобутку метану.

У даному випадку об'єктом видобутку найчастіше є горизонти пісковиків з хорошими колекторськими властивостями. У породах низької стадії катагенезу встановлені колектори гранулярного типу, високих стадій – пористо-тріщинний і тріщинний. У випадках близького залягання до вугільних пластів, що розробляються, подібні скупчення і газові пастки можуть бути джерелами загазованості гірничих виробок шахт. У той же час при значних запасах газу вони можуть служити джерелами місцевого газопостачання.

Таким чином, відклади вугільних родовищ являють собою складний тип колектора вуглеводневих газів, видобуток яких можливий з трьох різних джерел:

- вугільні пласти розвіданих ділянок, розташованих за межами шахтного поля; вуглеводневі гази являють собою в основному сорбовану форму, видобуток газу здійснюється безшахтним способом за допомогою свердловин, пробурених з поверхні;

- вміщують породи з пластами-супутниками покрівлі та подошви робочих пластів, активна дегазація і вилучення газу з яких здійснюється тільки в процесі видобутку вугілля; вуглеводневі гази в пропластках являють собою в основному сорбовані гази, а в породах – дисперсно-розсіяні, вільні та водорозчинні; видобуток газу здійснюється шахтним способом за допомогою системи підземної дегазації;

- дрібні газові поклади, скупчення і пастки вільного газу; вуглеводневі гази знаходяться тут в легкорухливій фазі, яка дозволяє видобувати газ газопромисловим способом.

ВСТУП

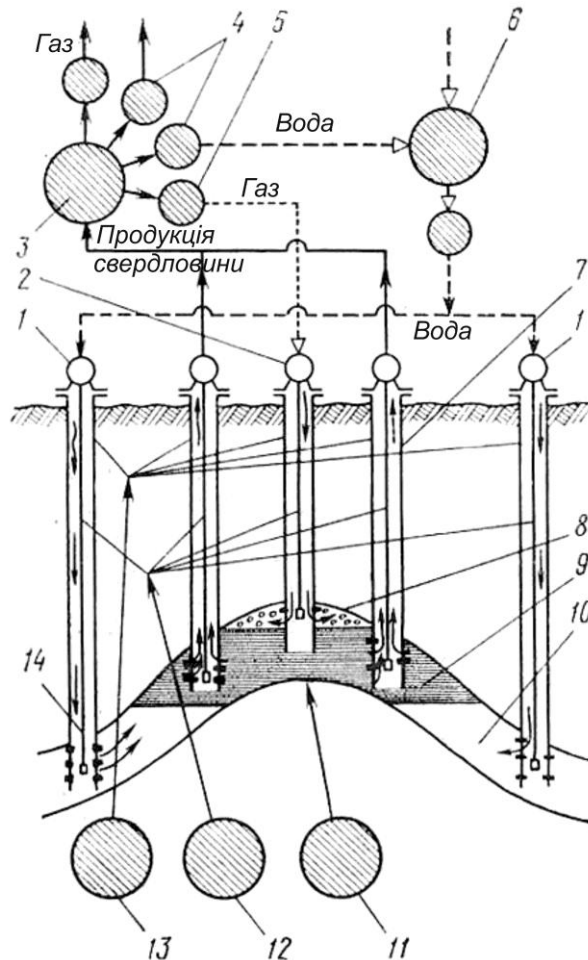
Газові, газоконденсатні або нафтогазові родовища розробляють і експлуатують за допомогою машин, устаткування, споруд, апаратів, інструментів і механізмів, функціонування яких взаємопов'язано між собою і з функціонуванням об'єкта розробки та експлуатації газових (газоконденсатних), нафтових (нафтогазових) пластів або декількох пластів родовищ.

Таким чином, те, що зазвичай прийнято називати газовим або нафтовим промислом, слід розглядати як єдину систему, яка поєднуватиме в собі як геологічне утворення, так і комплекс інженерних засобів. Найважливішим завданням ефективної роботи одного промисла або цілої групи є синхронізація функціонування комплексу інженерних засобів і об'єкта розробки та експлуатації, що забезпечується технічним і адміністративним управлінням і всім персоналом промислу із залученням необхідних засобів автоматизації і регулювання і, зокрема, АСУ. Тому, крім машин і обладнання, ця система містить і засоби вимірювань, регулювання, автоматизації та обчислювальну техніку.

Нафтогазовий поклад, умовно показаний на рисунку у вигляді антиклінальної структури, містить нафту, яка підпирається на крилах структури пластовою водою, а в склепінній частині – газовою шапкою. Пласт експлуатують свердловинами, частина яких (зазвичай, їх називають нафтовими) дозволяє отримувати пластову рідину з пласта, а частина служить для нагнітання в пласт води і газу (в шапку). Цей комплекс свердловин – найважливіший. Для підйому по свердловині пластової рідини використовують комплекс іншого обладнання для експлуатації свердловин. Пластову рідину, що містить, крім нафти, воду, газ, механічні домішки, збирають за допомогою системи збору і поділяють на нафту, воду, газ та інші компоненти, після чого з нафти забирають солі, зневоднюють її і як товарну направляють споживачам. З газу після первинної обробки отримують сухий газ. Всі ці технологічні процеси виконуються комплексом обладнання 3.

Для інтенсифікації та більш повного вилучення запасів нафти з пласта використовують комплекс обладнання 11, до якого належить обладнання для кислотної обробки пласта, його гідророзриву, а також для термовпливу. Для підтримки або відновлення пластової енергії в

пласт за допомогою напірного і комунікаційного обладнання б закачують воду і газ, у тому числі здобуту воду, а також сухий газ. Крім того, для поповнення різниці в об'ємах вилученої пластової рідини і води, що повертають, додається вода з інших джерел, яка піддається спеціальній підготовці в обладнанні б.



Функціональна схема нафтогазового промислу:

1 – свердловини для нагнітання в пласт води; 2 – свердловина для нагнітання в пласт газу; 3 – система збору пластової рідини і газу та поділу їх на нафту, газ, воду; 4 – насосні станції; 5 – компресорні станції; 6 – система підтримки пластового тиску нагнітанням у пласт води і газу; 7 – нафтові свердловини; 8 – газова шапка; 9 – нафтонасичена частина пласта; 10 – водонасичена частина пласта; 11 – комплекс обладнання для впливу на пласт; 12 – комплекс обладнання для поточного ремонту свердловин; 13 – комплекс обладнання для капітального ремонту свердловин; 14 – обладнання для експлуатації свердловин

Комплекси устаткування для експлуатації нафтових або газових родовищ на морському або океанському континентальному шельфах або на заболочених територіях відрізняються тим, що містять, крім машин і обладнання, які за функціональним призначенням аналогічні розглянутим вище, також й інше обладнання та споруди, специфічні тільки для морських промислів. Одним з основних функціональних призначень цих комплексів є забезпечення можливості розробки родовищ не окремими вертикальними свердловинами, а куцями похилоспрямованих свердловин. Ці споруди та обладнання дозволяють здійснювати підводну розробку родовищ, площі яких знаходяться під водою на великих, середніх і малих глибинах, під рухливими полями льоду.

Власне свердловина, нафтова чи нагнітальна, і підйомне або нагнітальне обладнання, яким вона оснащена, зберігають працездатність обмежений час, тривалість якого значно менше періоду розробки пласта і відповідає періоду, який зазвичай називають міжремонтним. Тому експлуатація кожної свердловини циклічна, переривчаста. Час перерв, тобто час, що витрачається на ремонт свердловини, який зазвичай називають капітальним ремонтом, або на ремонт внутрішнього свердловинного підйомного обладнання (поточний ремонт), як і кількість праці, витраченої на ці процеси, відповідно до кожної свердловини визначаються геологічними умовами, надійністю обладнання свердловини і спущеного в неї підйомного або нагнітального обладнання. Надійність насамперед характеризується напрацюванням на відмову і ремонтоздатністю свердловини і підйомного або нагнітального внутрішнього свердловинного обладнання. Число свердловин, за допомогою яких розробляється родовище або пласт, вельми значно і, як правило, визначається сотнями і навіть тисячами, а міжремонтний період їх роботи невеликий, тому сумарні витрати часу і праці на ремонти обох видів досить великі, що робить необхідним мати службу ремонту, оснащену великою кількістю складного обладнання для поточного і капітального ремонтів свердловин. Після капітального ремонту, а часто і після буріння нової свердловини, необхідно її освоєння з використанням спеціалізованого обладнання.

Така схема взаємозв'язку геологічного утворення – продуктивного пласта і головних комплексів обладнання для його розробки.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ГЕОЛОГІЇ

1.1. БУДОВА ТА СКЛАД ЗЕМНОЇ КОРИ

У недалекому минулому, майже до кінця 19-го століття, геологія була єдиною наукою, що вивчала походження Землі та її тверді зовнішні оболонки, їх склад, історичний розвиток, внутрішню будову та органічний світ. Величезний інтерес до Землі, пов'язаний з необхідністю пошуків сировини для промисловості, що бурхливо розвивається, призвів до швидкого розвитку геологічних знань. *В геології стали відокремлюватися, а потім перетворилися в самостійні науки розділи про склад Землі, її будову, рельєф, органічний світ. Космічні дослідження 20-го століття зумовили виникнення порівняльної планетології.*

Геологія – складна галузь, що містить у собі багато інших галузей знань, а також безліч приватних геологічних наук. Останні розрізняються за досліджуваними об'єктам (Земля в цілому, літосфера, геологічні формації, гірські породи, мінерали), процесам (тектогенез, магматизм, метаморфізм, літогенез, рудоутворення) і методами вивчення (геологічні, фізичні, хімічні та ін.).

У цілому геологічні науки об'єднані в кілька великих груп, що складаються з цілого ряду спеціальних дисциплін [43, 44]:

– *науки, що вивчають матеріальний склад Землі*, – мінералогія, кристалографія, петрографія, літологія та ін.;

– *науки, що вивчають будову Землі*, – структурна геологія, тектоніка, регіональна геологія та ін.;

– *науки, що вивчають історію Землі* – палеонтологія, історична геологія, палеогеографія, стратиграфія;

– *науки, що вивчають геологічні процеси, які відбуваються на поверхні Землі та в літосфері, Ю* – динамічна геологія, вулканологія, сейсмологія, геотектоніка, морська геологія та ін. ;

– *науки прикладного характеру*, спрямовані на безпосереднє використання надр Землі – вчення про рудні й нерудні корисні копалини, геологія нафти і газу, геологія твердих горючих копалин, металогенія, економіка мінеральної сировини, геологічна справа, шахтна геологія, інженерна геологія, гідрогеологія та ін.

Крім того, геологія тісно пов'язана з такими науками, як: геофізика і геохімія, що вивчають Землю фізичними і хімічними

методами, а також ґрунтознавство, що вивчає найбільш поверхневий родючий шар земної кори.

Хімічний склад геосфер і Землі в цілому ґрунтується на даних вивчення хімічного складу гірських порід, метеоритів, зразків порід, доставлених з Місяця, Марса, розшифровки спектрограм Сонця і результати фізичних методів дослідження оболонок Землі.

Проблемою геохімії геосфер Землі займалися багато вчених: Г. Вашингтон, І. Фогт, П. Ніглі, В.І. Вернадський, А.Е. Ферсман, А.П. Виноградов, Р. Тейлор та ін.

Речовина Землі складається з хімічних елементів. У межах літосфери ці елементи утворюють мінерали, а мінерали складають гірські породи.

Історія вивчення хімічного складу Землі має тривалий період. Понад 150 років тому вперше англійський мінеролог Ф. Феклікс досліджував хімічний склад земної кори. Американський геохімік Кларк, почавши в 1889 р. з повного аналізу 880 зразків, у 1924 р. спільно з Г. Вашингтоном опублікував дані про середній вміст найбільш поширених елементів у земній корі, дослідивши 5159 зразків. Високо оцінюючи внесок Кларка в вивчення геохімії Землі, пізніше вчені запропонували ввести термін «кларк» [44].

Кларк – середня величина вмісту хімічного елемента. Кларки бувають масовими (ваговими), атомними та об'ємними.

Масові кларки – це середній вміст елементів, виражений у відсотках або грамах на грам породи; атомні – процентна кількість атомів елементів; об'ємні показують, який обсяг у відсотках займає даний елемент.

У складі земної кори найбільш поширені 8 хімічних елементів, %: кисень – 46,50, кремній – 25,70, алюміній – 7,65, залізо – 6,24, кальцій – 5,79, магній – 3,23, натрій – 1,81, калій – 1,34 (згідно з даними А.Б. Ронова та А.А. Ярошевського, 1976), що становлять у сумі понад 98 %.

З інших елементів, за даними цих же авторів, у земній корі міститься, %: Ті – 0,52, С – 0,46, Н – 0,16, Мп – 0,12, S – 0,11. На всі інші елементи припадає близько 0,37 %.

За даними Ферсмана, у хімічному складі Землі переважає залізо (37,04%) і кисень (28,50%), потім слідує кремній (14,47%), магній (11,03%), нікель (2,96%), кальцій (1,38%), алюміній (1,22%), сірка (1,44%) та інші (1,96 %).

Середній хімічний склад Землі (Г.В. Войткевич, 1986)

Елементи	Масовий вміст елементів згідно з дослідженнями вчених				
	А. Ферсман, 1932	Р. Рамамурті та Р. Холл, 1970	Р. Ганапагі та Е. Андес, 1979	Дж. Сміту, 1979	Дж. Морган і Е. Андес, 1980
O	28,50	30,75	28,50	31,30	30,12
Na	0,52	0,30	0,16	0,09	0,12
Mg	11,03	15,70	19,21	13,7	13,90
Al	1,22	1,29	1,77	1,83	1,41
Si	14,47	14,73	14,34	15,10	15,12
P	0,12	–	0,22	0,18	0,19
S	1,44	4,65	1,84	2,91	2,92
K	0,15	–	0,02	0,01	0,02
Ca	1,38	1,54	1,93	2,28	1,54
Ti	–	–	0,10	0,09	0,08
Cr	0,26	–	0,48	0,42	0,41
Mn	0,18	–	0,06	0,05	0,08
Fe	37,04	29,30	35,87	31,7	32,07
Ni	2,96	1,65	2,04	1,72	1,82

Ознайомившись з табл. 1.1, а також з висновками Ферсмана, Кларка, Мейсона, Виноградова, Добровольського та інших, можна зробити висновок, що в складі планети Земля найбільш поширені 4 елементи: кисень, залізо, кремній і магній – на їх частку припадає понад 91% складу Землі. Менш поширені нікель, сірка, кальцій, алюміній – вони утворюють другу групу елементів. На решту хімічних елементів періодичної таблиці Д.І. Менделєєва припадає менше 1% маси Землі.

Хімічний склад геосфер Землі відрізняється. Наприклад, склад земного ядра, за даними аналізу Д. Брауна, характеризується так: внутрішнє ядро (1,7% маси Землі) – залізо-нікелевий сплав (ймовірно, близько 10% нікелю, 90% заліза); зовнішнє ядро (30% маси Землі) – суміш заліза і сірки, що містить в основному залізо, приблизно 12% сірки і, ймовірно, близько 2% нікелю. У незначній кількості присутні оксиди магнію. У складі мантії Землі переважають кисень, кремній і

алюміній, у меншій кількості присутні магній і залізо. В цілому вона складена піролітом – складним комплексом порід ультраосновного складу. Хімічний склад верхньої і нижньої мантії майже однаковий і відповідає океанічним лерцолітам. Хімічний склад земної кори відрізняється від складу ядра і мантії. Він вивчений краще, ніж глибокі сфери Землі.

З узагальнення результатів хімічного аналізу зразків гірських порід, виконаних провідними геохіміками Вернадським, Ферсманом, Заварицьким, Виноградовим, Кларком та ін., отримано, що на частку трьох елементів – кисню, кремнію та алюмінію – припадає 84,55%; другу поширену групу елементів складають залізо, кальцій, натрій, фтор, магній – 14,48%; на інші численні елементи відводиться всього 0,8% маси земної кори. Порівняння хімічного складу земної кори, мантії та ядра показують, що в земній корі більш високий вміст кисню, кремнію, алюмінію, калію, натрію, кальцію і низький вміст заліза і магнію, а також нікелю, хрому та кобальту. Цю особливість учені пояснюють хіміко-густинною диференціацією Землі, коли важкі елементи осідають у ядро, а легкі «спливають» у верхній частині Землі [43].

Земна кора – тверда верхня оболонка Землі. Її потужність коливається від 3 – 5 км під водами океанів до 30 – 40 км у рівнинних областях і до 50 – 80 км у гірських районах (максимум під Андами і Гімалаями). Земна кора – це частина верхньої мантії, у якій мантійна речовина охолола і, перейшовши в кристалічний стан, перетворилася в гірську породу й утворює літосферу. Літосфера за складом і будовою неоднорідна в горизонтальному і вертикальному напрямках.

Вертикальна неоднорідність визначається тим, що літосфера об'єднує в собі земну кору та один з верхніх шарів мантіїної речовини, що знаходиться в кристалічному стані. Горизонтальна неоднорідність обумовлена наявністю глибоководних западин, базальтового ложа океану і нагромадженням літосферних плит на континентах.

На глибині близько 54 км югославський сейсмолог А. Мохоровичич, вивчаючи залежності часу пробігу сейсмічних хвиль від епіцентру до сейсмічних станцій, записані під час землетрусу 8 жовтня 1909 р. на Балканському півострові, виявив різкі вигини кривих. Згодом ця межа одержала назву кордону Мохоровичича. Вона характеризується різким стрибком зміни швидкостей поздовжніх хвиль від 7,9 до 8,2 км / с, поперечних від 4,5 до 4,7 км / с. Таким

чином, межа Мохоровичича відокремлює земну кору від лежачої під нею мантиї Землі.

Будова земної кори під океанами і материками різна. Під материками вона називається континентальною, а під океанами – океанічною.

Континентальний тип земної кори має різну потужність: у межах континентальних рівнин – платформ – 35 – 40 км, у молодих гірських спорудах – 55 – 70 км. Будова земної кори:

– осадовий шар, який складається з осадових гірських порід, що являють собою глини, піски, мергелі та карбонатні породи (швидкість поширення сейсмічних хвиль $v_p = 2 - 5$ км/с); потужність його змінюється від нуля на щитах до 15 км у крайових прогинах платформ;

– консолідований шар, складений магматичними і метаморфічними породами; розділяється на два шари: *гранітний*, який утворює кристалічні стародавні породи, сильно *метаморфізований* з великою кількістю кремнезему ($v_p = 5,5 - 6$ км/с), та *базальтовий*, залягаючий на глибині 15 – 20 км, складений амфіболітами і гранулітами – породами середнього та основного складів, сильно метаморфізованими з лінзами серпентинізованих ультраосновних порід ($v_p = 6,5 - 7,8$ км/с).

На кордоні континентів і океанів виділяється перехідний тип земної кори, у якому зазначається непостійність потужностей гранітного шару. Ближче до океанів він виклинюється, а при переході до континентів – зростає до потужностей континентальної кори.

Океанський тип земної кори, характерний для ложа Світового океану, різко відрізняється від континентального як за сумарною потужністю, так і за складом. У ньому відсутній гранітогнейсовий шар. Потужність океанської кори коливається від 5 до 12 км (у середньому 6 – 7 км). Складається вона з трьох шарів.

Перший (верхній) – створений унаслідок пухких морських опадів, має потужність від перших сотень метрів до 1 км, рідше більше; швидкість поширення сейсмічних хвиль у ньому менше 3 км/с.

Другий шар потужністю від 1 до 1,5 – 3 км характеризується швидкістю поширення сейсмічних хвиль 4 – 4,5 км/с, являє собою базальтові лави з підлеглими прошарками кременистих і карбонатних порід.

Третій – потужністю 3,5 – 5 км складений основними (габро) і частково ультраосновними (піроксеніти) породами, місцями метаморфізованими в амфіболіти.

Субокеанський тип земної кори типовий для глибоководних улоговин околишніх і внутрішніх морів (південна улоговина Каспію, Чорне, Середземне, Охотське та ін. моря). Особливість будови цього типу земної кори полягає в великій потужності осадових порід – до 4 – 10 км (місцями до 15 – 20 км), що залягають безпосередньо на шарі зі швидкостями сейсмічних хвиль 6 – 6,4 км/с і потужністю близько 5 – 10 км. Сумарна потужність субокеанської земної кори коливається від 10 до 20 км, іноді досягає 25 км.

Субконтинентальний тип земної кори характерний для островних дуг (Алеутської, Курильської та ін.) і околиць материків. За будовою він близький до материкового типу, але має меншу потужність – 20 – 30 км. Особливістю субконтинентальної кори островних дуг є нечіткість поділу шарів консолідованої кори. У межах пасивних окраїн атлантичного типу континентальний тип земної кори переходить у підводну окраїну материків, де загальна потужність поступово скорочується, а гранітогнейсовий шар взагалі виклинюється в межах континентального шару.

1.2. ГЕОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ НА ПОВЕРХНІ ТА В НАДРАХ ЗЕМЛІ

Під впливом внутрішніх (ендогенних) і зовнішніх (екзогенних) сил земна кора відчуває постійні зміни, які називаються геологічними процесами. Відповідно розрізняють ендогенні (всередині народжені) та екзогенні (зовні народжені) процеси.

На поверхні Землі, де відбувається взаємодія її зовнішніх оболонок – атмосфери, гідросфери, біосфери – з твердою кам'яною оболонкою – літосферою, виявляються різні за своєю природою і інтенсивністю геологічні процеси. Ці процеси носять назву зовнішніх або екзогенних. Головними агентами зовнішніх геологічних процесів є клімат, вивітрювання, робота вітру, діяльність поверхневих і підземних вод, льодовиків, а також техногенна діяльність людини. За характером прояву зовнішні геологічні процеси розрізняються. З одного боку, це процеси руйнування (денудаційні), а з іншого – вони носять «творчий» характер. Так, агенти зовнішніх геологічних процесів руйнують гірські корінні породи на поверхні Землі. Зруйновані гірські породи цими ж агентами зовнішніх геологічних процесів переносяться на значні відстані та відкладаються в

понижених ділянках рельєфу. Перенесення і відкладення уламкового матеріалу називається акумуляцією.

Розвиток Землі визначається в основному внутрішніми процесами. При цьому джерела енергії внутрішнього розвитку Землі, перш за все, знаходяться всередині самої Землі, тоді як розвиток її екосфери, включаючи клімат планети, процеси руйнування гірських порід і їх перенесення, у більшій мірі управляються сонячною енергією.

Зовнішні та внутрішні геологічні процеси знаходяться в постійній протидії. Внутрішні геологічні процеси створюють гори і різноманітні форми рельєфу на земній поверхні, а зовнішні – ці гори руйнують, беруть участь у перенесенні та перевідкладанні уламкового матеріалу. У підсумку зовнішні процеси приводять до вирівнювання земної поверхні.

Поділ процесів на екзогенні та ендегенні носить дещо умовний характер, оскільки між ними немає категоричного розмежування, а навпаки, спостерігається тісний контакт. Проте такий поділ методично цілком виправдано.

1.3. ГЕОХРОНОЛОГІЧНА ШКАЛА

Вивчення відносного та абсолютного віку гірських порід дозволило геологам розташувати шари земної кори в певному віковому порядку, де кожній одиниці геологічного часу відповідає комплекс порід, що утворився за певний проміжок часу. Вікові одиниці назвали геохронологічними, а комплекси порід – стратиграфічними (див. табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Вікові підрозділи порід

Підрозділи за часом (геохронологічні)	Підрозділи за віком відкладення (стратиграфічні)
Еон	Еонотема
Ера	Ератема (група систем)
Період	Система
Епоха	Відділ
Вік	Ярус

Вікові й стратиграфічні одиниці були зведені в геохронологічну шкалу (див. табл. 1.3).

Геохронологічна шкала

Еон (еонотема)	Ера (ератема)	Підгрупа	Тривалість (вік, млн років)		Період (система)	Епоха (відділ)	Кольорове позначення	
ФАНЕРОЗОЙ	Кайнозойська Kz	—	67 – 70	1,7 ± 2,0	Четвертинний Q	Голоцен Q ₄	Блідо-сірий	
						Пізній плейстоцен Q ₃		
						Середній плейстоцен Q ₃		
						Ранній плейстоцен Q ₁		
			26 ± 1	Неоген N	Пліоцен N ₂	Жовтий		
					Міоцен N ₁			
	67 ± 3	Палеоген Pg	Олігоцен Pg ₃	Оранжево- жовтий				
			Еоцен Pg ₂					
	Палеоцен Pg ₁							
	ФАНЕРОЗОЙ	Мезозойська Mz	—	165 – 170	137 ± 5	Крейдяний K	Пізня (верхній) K ₂	Зелений
							Рання (нижній) K ₁	
				195 ± 5	Юрський	Пізня (верхній) J ₃	Синій	
Середня (середній) J ₂								
Рання (нижній) J ₁								
230 ± 10				Тріасовий T	Пізня (верхній) T ₃	Фіолетовий		
	Середня (середній) T ₂							
	Рання (нижній) T ₁							
ФАНЕРОЗОЙ	Палеозойська Pz	Верхня	310 – 385	285 ± 10	Пермський P	Пізня (верхній) P ₂	Оранжево- коричневий	
						Рання (нижній) P ₁		
			350 ± 10	Кам'яно- вугільний C	Пізня (верхній) C ₃	Сірий		
					Середня (середній) C ₂			
			Рання (нижній) C ₁					
			405 ± 10	Девонський D	Пізня (верхній) D ₃	Коричневий		
Середня (середній) D ₂								
Рання (нижній) D ₁								
ФАНЕРОЗОЙ	Палеозойська Pz	Нижня	310 – 385	440 ± 15	Силурійський S	Пізня (верхній) S ₂	Сіро-зелений (світлий)	
						Рання (нижній) S ₁		
			500 ± 15	Ордовицький O	Пізня (верхній) O ₃	Оливковий		
					Середня (середній) O ₂			
			Рання (нижній) O ₁					
			570 ± 30	Кембрійський E	Пізня (верхній) E ₃	Синьо- зелений (темний)		
Середня (середній) E ₂								
Рання (нижній) E ₁								
КРИПТОЗОЙ	Протерозой PR	Верхня	2000	2600± 100	Венд V	Фіолетово- рожевий		
					Рифей R		Пізня (верхній) R ₃	
	Середня (середній) R ₂							
Архей AR	—	Нижня	1500	4000± 200	Рання (нижній) R ₁	Рожевий		

Контрольні питання

1. Як класифікують геологічні науки?
2. Дайте визначення терміну «кларк»?
3. З яких найбільш поширених хімічних елементів складається земна кора?
4. Що таке земна кора?
5. З яких геологічних шарів складається континентальний тип земної кори?
6. Коротко охарактеризуйте кожен тип земної кори.
7. Що являють собою ендегенні та екзогенні процеси?
8. Як визначити абсолютний і відносний вік гірських порід?

РОЗДІЛ 2. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ГЕОЛОГІЮ ГАЗІВ

Нафта і природний горючий газ є найціннішою мінеральною сировиною, що має надзвичайно важливе значення для економіки будь-якої країни. Нафта і газ приковували до себе увагу людей з незапам'ятних часів. Народи різних країн і континентів використовували нафту, асфальти і бітуми в медицині, будівництві, як паливо, мастила, освітлення й у військових цілях. В даний час технічний прогрес у всіх галузях промисловості пов'язаний із застосуванням нафти і газу. Нафта необхідна для розвитку майже всіх видів промисловості, транспорту та сільського господарства. Нафта і газ – незамінна сировина для хімічної промисловості. З них отримують синтетичний каучук, пластмаси, синтетичні текстильні волокна і тканини, добрива, спирти, ліки та інші цінні продукти. Висока теплотворна здатність нафти і газу порівняно з теплотворною здатністю інших видів палив зумовлюють постійне збільшення їх частки в паливному балансі країни. Сьогодні більше 90 % видобутих нафти і газу спалюється в промислових топках і двигунах машин. Тим часом вони є цінною сировиною для переробки. З нафти виробляють не тільки палива (бензин, гас, дизпаливо), але також масла і мастила, необхідні будь-якому механізму. Альтернативою бензину вважається природний газ, на якому вже працює автотранспорт, а скраплений природний газ – перспективне паливо для авіації.

Світова економіка і політика багатьох країн у даний час диктуються наявністю або відсутністю нафти і газу і боротьбою за джерела цієї сировини. Війна у В'єтнамі, постійна напруженість ізраїльсько-арабських відносин, гарячі точки в інших країнах обумовлені зіткненнями нафтових і газових монополій.

2.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ ТА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Нафта і природний газ – вуглеводні унікальні корисні копалини, цінність яких зумовлюється особливостями їх хімічного складу, будови і фізичними властивостями [43].

Нафта – це масляниста горюча рідина, що має специфічний запах, зазвичай коричневого кольору із зеленуватим та іншими відтінками, іноді майже чорна, рідко – світла. Елементарний склад

нафти досить простий. Вона складається головним чином з вуглецю 79,5 – 87,5 % і водню 11,0 – 14,5 % від маси нафти. Крім них, у нафті присутні ще три елементи – сірка, кисень і азот (гетероеlementи). Їх загальна кількість зазвичай становить 0,5 – 8 %. У незначних кількостях (не більше 0,02 – 0,03 %) у нафтах зустрічаються також метали – ванадій, нікель, залізо, алюміній, мідь, магній, барій, стронцій, марганець, хром, кобальт, молібден, бор, миш'як, калій, натрій, йод, цинк, кальцій, срібло, галій та ін. Зазначені елементи утворюють різні класи хімічних сполук, з яких і складається нафта.

Нафта завжди легше води, її *щільність* змінюється в широких межах від 0,76 до 0,99 г/см³, найчастіше становить 0,80 – 0,87 г/см³. Дуже рідко зустрічається нафта з щільністю 1,0 г/см³ і навіть 1,03 – 1,04 г/см³. Відповідно до щільності змінюється і в'язкість нафти – від 1,41 до 660 мПа, легкі нафти зазвичай малов'язкі, середні відповідно до щільності нафти – в'язкі й дуже в'язкі, існують і напівтверді нафти. Щільність і в'язкість нафти залежать від багатьох факторів, у першу чергу від температури і кількості розчинених у ній газів. Поверхневий натяг у нафти (17 – 28 дин/см²) майже в три рази менше, ніж у води, унаслідок чого вода завжди витісняє нафту з дрібних пір у великі. Нафта не проводить електричний струм і є діелектриком. На цій властивості засновані електрометричні методи встановлення нафтоносних пластів у розрізі, розкритому буровою свердловиною.

Температура кипіння нафти коливається в межах від 70 до 250°C. Примітною особливістю нафти є її здатність розчиняти величезну кількість вуглеводневих газів (до 400 м³ на 1 м³) і також розчинятися в них (до 400 м³ нафти в 1 м³ газів залежності від величини тиску і температури).

Нафта має максимальну для мінеральних палив теплотворну здатність – 42000 кДж/кг (торф – 10500 – 14700, кам'яне вугілля – 21000 – 30240, антрацит 27300 – 31500 кДж/кг), тому вона широко використовується як енергетична сировина.

Молекулярна вага нафти зазвичай коливається в межах 240 – 290, іноді перевищує цю величину. Нафта може люмінесціювати, тобто світитися під ультрафіолетовими променями, обертати площину поляризації світлового променя.

У нафті та горючих газах вуглець і водень містяться у вигляді найдивовижніших і величезних груп сполук – вуглеводнів, що характеризуються винятковою різноманітністю, мінливістю складу і будови і великим вмістом особливо в рослинних і тваринних

організмах. Хімічний склад нафти повністю не з'ясований, але вже встановлено 425 вуглецевих сполук, кожна з яких, у свою чергу, є вихідною для більш складних сполук.

За співвідношенням вуглецю і водню вуглеводні поділяються на три великі групи [12]:

- 1) **парафінові** (метанові), або насичені, в хімії найчастіше виділяються під назвою алканів;
- 2) **нафтенові** (циклани) або поліметиленові;
- 3) **ароматичні** (арени).

Залежно від присутності в нафтах різних типів вуглеводнів виділяються такі класи і проміжні типи нафт: метанові, метаново-нафтенові, нафтенові, нафтеново-ароматичні та ароматичні.

Парафінові вуглеводні мають загальну формулу C_nH_{2n+2} . Перші члени цієї групи – гази: метан CH_4 , етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 і бутан C_4H_{10} . Вуглеводні з числом вуглеводневих атомів від 5 до 15 – рідкі, а з великим числом – тверді. Ланцюжок з'єднаних один з одним атомів вуглецю може бути прямим або розгалуженим, утворюючи нормальні молекули та ізобудови або ізомери. Ізомери мають однаковий склад, але розрізняються за будовою і властивостями. Так, температура кипіння нормального бутану $0,5\text{ }^\circ\text{C}$, а ізобутану – $10,2\text{ }^\circ\text{C}$.

Парафінами називається суміш вуглеводнів метанового ряду з молекулярною масою від 240 і вище. Вміст парфінових вуглеводнів у нафтах коливається від часток відсотка до 20 % і більше. Залежно від молекулярної маси і хімічної структури метанові вуглеводні знаходяться в газоподібній, рідкій і твердій фазах. Перші чотири члени ряду (метан, етан, пропан, бутан) за нормальних умов – гази, вуглеводні від пентана до пентадекана ($C_{15}H_{32}$) за тих самих умов – рідини, а від гексадекана ($C_{16}H_{34}$) – тверді речовини.

Нафтенові вуглеводні мають загальну формулу C_nH_{2n} . Молекули нафтенових вуглеводнів складаються з декількох метиленових груп – CH_2 , з'єднаних у замкнуте кільце або цикл, такі вуглеводні називають ще поліметиленовими або цикланами. Молекули можуть складатися з одного, двох і більше метиленових кілець. Нафтенові вуглеводні також мають ізомери.

Ароматичні вуглеводні мають загальну формулу C_nH_{2n+m} , де n починається з шести, m може бути виражено парними числами, починаючи з шести і вище. На відміну від молекул нафтенового і ароматичного рядів, в ароматичному кільці атоми вуглецю через один з'єднані не одинарними, а подвійними зв'язками. Найпростіше будова

має бензол з C_6H_6 , інші відомі вуглеводні є по суті похідними бензолу. Ароматичні вуглеводні можуть складатися з двох і більше бензольних кілець.

Товарні якості нафти визначаються вмістом легких і важких вуглеводнів, складом рідких і твердих вуглеводнів, а також вмістом парафіну, сірки смолистих речовин, наявністю домішок. За вмістом парафіну розрізняють нафти: безпарафіністі (з вмістом парафіну менше 1%), слабопарафіністі (1 – 2%) та парафіністі (більше 2%). За вмістом сірки нафти поділяються на малосірчисті (сірки менше 0,5%) та сірчисті (більше 0,5 %). За вмістом смол розрізняють нафти малосмолисті (до 5%), смолисті (5 – 15 %) та високосмолисті (понад 15 % смол).

Крім рідких вуглеводнів, нафти містять також розчинені в них газоподібні й тверді вуглеводні. При добуванні нафти з глибоких надр на поверхню з нафти виділяються **розчинені гази** і частково тверді вуглеводні нормальної будови зі слабокислотними властивостями – **парафіни**.

Головну масу неуглецевих з'єднань у нафтах складають асфальтово-смолисті компоненти. Це темнофарбовані речовини, що містять, крім вуглецю і водню, кисень, азот і сірку. Вони являють собою смоли та асфальтени. Смолисті речовини складають близько 93 % усього кисню нафт. Кисень у нафтах зустрічається в зв'язаному стані в складі нафтенкових кислот $C_nH_{2n-1}(COOH)$ (близько 6 %), фенолів, жирних кислот і їх похідних. Вміст смол у нафтах може досягати 60 % від маси нафти, асфальтенів – 16 %.

Фракційний склад нафти визначається при поділі сполук за температурою кипіння. Фракцією (дистилятом) називається частка нафти, що википає в певному інтервалі температур. Початком кипіння фракції вважають температуру падіння першої краплі сконденсованих парів. Кінцем – температуру, при якій випаровування фракції припиняється. Так, бензини закипають у межах 35 – 205 °С, гаси – 150 – 315 °С, дизельні палива – 180 – 350 °С, масла – 350 °С і вище.

Похідні нафти. Тверді похідні нафти утворилися за рахунок окиснення її киснем повітря при наближенні її до земної поверхні.

Продукти зміни нафти з нафтеновою основою поділяються на три групи: *асфальтів, асфальтитів і керитів*.

До першої групи відносять мальти та асфальти. Мальти – це чорні дуже густі смолисті нафти, вони багаті сіркою і киснем, пахнуть сірководнем. Асфальти являють собою буро-чорні або чорні в'язкі

злегка еластичні або тверді аморфні речовини із щільністю більше одиниці, вони плавляться при температурі 90 – 100 °С. Асфальт іноді накопичується на поверхні в поглибленнях, утворюючи асфальтові озера, або у великих і малих тріщинах у гірських породах, утворюючи жильні поклади, або заповнюють пори теригенних і карбонатних порід. Асфальти є продуктами окиснення нафтових нафт.

Асфальтити відрізняються від асфальтів більшою твердістю, крихкістю і більшою збагаченістю смолисто-асфальтовими компонентами. Місцями (Болівія, Перу, Куба) жильні асфальтити містять до 30 – 40% V_2O_5 і розробляються для отримання ванадію. Деякі асфальтити містять багато нікелю. Мальти, асфальти та асфальтити повністю розчиняються в органічних розчинниках – бензині, сірковуглеці.

Керити – нафтові вугілля, яке не плавиться і не розчиняється в органічних розчинниках.

Основними продуктами зміни нафт з парафіновою основою є озокерити – воскоподібні речовини щільністю менше одиниці, що розчиняються в органічних розчинниках, горять і плавляться при температурі 50 – 100 °С. Озокерит – суміш вуглеводнів метанового ряду (вуглеводні від C_2O до C_3O , тобто парафіни і церезини). Залежно від кількості домішок консистенція озокериту змінюється від мазеподібної до твердої і крихкою. Елементарний склад озокериту, %: вуглецю від 84 до 86, водню від 13 до 15.

Природні вуглеводневі гази зустрічаються у вигляді вільного і газу, розчиненого в нафті. Вони поділяються на три групи:

- чисто газових родовищ;
- газоконденсатних родовищ;
- ті, що видобуваються разом з нафтою з нафтових родовищ.

Горючі вуглеводневі гази безбарвні, майже в два рази легше повітря. Вони, як правило, не мають запаху, проте при наявності домішки сірководню набувають неприємного запаху і стають дуже токсичними. Гази чисто газових родовищ найбільш легкі, вони на 90 % більше складаються з метану. Гази нафтових родовищ (їх також називають попутним нафтовим газом) найбільш важкі, метану в них від 30 до 70 %. Гази газоконденсатних родовищ дещо важчі, ніж гази чисто газових родовищ, але легше, ніж нафтовий газ, метану в них від 80 до 90 %. Теплотворна здатність газу становить не більше 27300 – 37000 кДж/м³, а попутних газів з нафтових родовищ досягає 42000 – 71400 кДж/м³. Основним компонентом природних горючих газів є

метан, кількість якого може досягати 99,5 %, але зазвичай коливається в межах 85 – 95 %. У газах досить часто містяться і гомологи метану – етан, пропан, бутан, а також їх ізомери – ізопропан та ізобутан. Як правило, гази в нафтових покладах збагачені гомологами метану, вміст яких зазвичай становить 10 – 15 %, але іноді досягає 50 – 60 %. Ці домішки в газі являють собою самостійний інтерес – це сировина для виробництва багатьох матеріалів (поліетилену та ін.), що дозволяє економити нафту.

Серед неуглеводневих компонентів у складі природних газів найбільш часто зустрічається азот, вміст якого досягає 90 – 95 %, аж до переходу газу в чисто азотний. У досить широких межах коливається в природних газах вміст двоокису вуглецю – від часток відсотка до 95 %. Досить часто до складу природних газів у різних кількостях входить сірководень. У газах Оренбурзького родовища його вміст досягає 15 %, а в газах Астраханського родовища – 23 %. Зустрічаються гази, що містять більше 50 % сірководню. При очищенні такого газу отримують велику кількість попутної сірки, у той же час сірководень токсичний і агресивний по відношенню до металів, унаслідок чого все обладнання повинно бути виготовлено зі спеціальних сталей.

Газоконденсати виявлені в газових покладах у газоподібному стані (від 1 до 1000 г в 1 м³), а на поверхні при зниженні температури і тиску переходять у рідину. На відміну від газу і нафти скупчення власне конденсату в формі самостійних покладів у природі не зустрічаються. Конденсати, розчиняючись у газах, утворюють газоконденсатні поклади, що знаходяться в умовах надр у газоподібному стані. При ізотермічному зниженні пластового тиску частина вуглеводнів газової суміші починає переходити в рідку фазу. Вміст стабільного конденсату в газоконденсатних покладах коливається в широких межах – від декількох грамів на кубометр газу до 1300 г/м³. Газоконденсати являють собою безбарвні або світло-коричневі рідини щільністю від 0,70 до 0,84 г/см³ (у більшості випадків 0,72 – 0,80 г/см³), що характеризуються низькою температурою кипіння (30 – 70 °С) і майже повністю википають при температурі 300 – 350 °С. Молекулярна маса конденсату варіює від 80 до 140, у середньому 100. Хімічний склад конденсату близький до складу нафти при відсутності твердих вуглеводнів. Газоконденсати складаються переважно з вуглеводнів, серед яких переважають

метанові, але іноді й нафтеніві ароматичні різниці. В конденсатах нерідко міститься сірка, рідше смола.

Конденсат є найважливішою хімічною сировиною і використовується для отримання світлих нафтопродуктів бензину, гасу і дизельного палива.

2.2. ПОХОДЖЕННЯ НАФТИ ТА ГАЗУ

Проблема походження нафти і газу є одним зі складних і дискусійних питань природознавства і до кінця ще не вирішена. Від знання тих процесів і умов, за яких утворюється нафта і газ, залежить економічна ефективність прогнозу, пошуків і розвідки вуглеводневої сировини. Пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ пов'язані з величезними, безперервно зростаючими витратами праці, матеріалів і коштів [44].

У поясненні походження нафти протягом більше ста років протидіють дві основні концепції – органічна і неорганічна.

Органічна, або біогенна, концепція вважає джерелом нафти і газу поховані в опадах тварини і рослинні організми. 99,99 % відомих скупчень нафти і газу залягає в осадових товщах. Основні запаси нафти і газу пов'язані з великими седиментаційними басейнами. В осадових породах земної кори виявлені величезні кількості органічної речовини. У лабораторних умовах підтверджено процес перетворення органічної речовини, що міститься в осадових гірських породах, в напрямку нафтоутворення. У межах виходу давніх метаморфічних товщ нафти немає. *Це привело вчених до основного висновку – нафта є продуктом процесу осадконакопичення. "Осадові басейни – Батьківщина нафти" (Н.Б. Вассоєвич).* У всіх осадових утвореннях майже завжди міститься розсіяна органічна речовина і продукти її перетворення. Повсюдна віднесеність нафти до осадових утворень, наявність в її складі тих же хімічних елементів, що і в живій речовині (вуглець, азот і сірка), переконували дослідників у правильності гіпотези органічного походження нафти. Накопичення органічної речовини в природі відбувається в найрізноманітніших умовах, але найбільш сприятливі умови їх збереження створюються в прибережних частинах морських басейнів, лагун, озер і на болотах. Товщі води ізолюють обложену органічну речовину від контакту з киснем повітря, тоді як органічна речовина на поверхні суші швидко окиснюється і руйнується. Саме у водних басейнах накопичується і захороняється розсіяна органічна речовина у вигляді мікроскопічних і

макроскопічних останків тварин і рослинних організмів. На відміну від органічних мас (торфовищ), що дають початок кам'яному вугіллю та утворюються в континентальних водних басейнах, нафта і природний газ зобов'язані своїм походженням виключно морським басейнам.

Для того щоб відбувся подальший процес перетворення органічної речовини в вуглеводні, необхідна ізоляція осаду, що містить вихідну речовину, від кисню повітря. Загально визнана необхідність відновного середовища, що зумовлює відповідне перетворення органічної речовини в нафту і газ. Цей процес протікає за умови тривалого і стійкого занурення басейну, де відбувається накопичення опадів, що містять органічну речовину. Тривале занурення басейну і накопичення потужної товщі відкладів приводить до підвищення тиску і температури в глибоко залягаючих опадах. Збільшення цих параметрів є необхідним для перетворення органічної речовини в вуглеводні.

Таким чином, процес утворення нафти поділяється на три етапи:

- накопичення органічного матеріалу і його перетворення в дифузно розсіяну нафту;
- вичавлювання дифузно розсіяної нафти з нафтоматеринських порід у колектори;
- рух нафти по колекторах і її накопичення в покладах.

Головна зона утворення нафти зумовлена температурним інтервалом у гірських породах від 60 до 150 °С, що відповідає глибинам 1,5 – 6,0 км.

Неорганічна концепція походження нафти і газу пов'язана з ім'ям Д.І. Менделєєва. На думку Д.І. Менделєєва, вуглеводні утворюються шляхом впливу парів води на вуглецеві сполуки важких металів. Ця точка зору також отримала лабораторне підтвердження. На думку сучасних представників неорганічної гіпотези, вуглець і водень спочатку містяться в потоках планет і Землі. Виділяючись по тріщинах з глибин, вони конденсуються біля поверхні землі та утворюють скупчення бітумів. У 50-ті роки геолог-нафтовик Н.А. Кудрявцев узагальнив величезний геологічний матеріал щодо нафтових родовищ світу. Він висунув "магматичну" гіпотезу утворення нафти. На його думку, на великих глибинах в умовах дуже високої температури вуглець і водень утворюють вуглеводневі сполуки CH , CH_2 , CH_3 . Глибинними розломами ці сполуки піднімаються вгору до земної поверхні. Завдяки зменшенню

температури у верхніх шарах Землі ці радикали з'єднуються один з одним і з воднем, у результаті чого утворюються нафтові вуглеводні.

До недавнього часу загальноновизнаною вважалася теорія органічного походження нафти, згідно з якою нафта залягає на глибинах 1,5 – 6,0 км. Білих плям у надрах Землі на цих глибинах майже не залишилося. Тому теорія органічного походження не дає практично ніяких перспектив щодо розвідки нових великих родовищ нафти. У надрах нашої планети є достатня кількість вихідного матеріалу для утворення вуглеводнів. Джерелами вуглецю і водню вважаються вода і вуглекислий газ. Їх вміст в 1 м³ речовини верхньої мантії Землі, за даними Е. К. Мархініна, становить відповідно 180 і 15 кг. Утворенню вуглеводородів сприяє присутність оксидних сполук металів, вміст яких у вивержених породах доходить до 20%. Утворення нафти буде тривати до тих пір, поки в надрах Землі є вода, вуглекислий газ і відновники (оксид заліза). Таким чином, запаси нафти на Землі, які на сьогодні значно більше розвідані, продовжують поповнюватися. Обидві теорії походження нафти досить переконливо пояснюють цей процес, взаємно доповнюючи один одного.

Метан (CH₄) широко поширений у природі газ, він завжди входить до складу нафти. Багато метану розчинено у вугіллі та пластових водах на глибині 1,5 – 5 км, газоподібний метан утворює поклади в пористих і тріщинуватих осадових породах. Метан у невеликих кількостях міститься в ґрунтовому повітрі, у водах річок і озер, присутність метану відзначається в атмосфері деяких планет (Юпітера, Сатурна, Урана, Нептуна) і в далекому космосі. Велика кількість метану в природі в різних умовах дозволяє вважати, що він утворюється різними шляхами: біохімічним, термокаталічним, радіаційно-хімічним, механохімічним, метаморфічним, космогенним.

Біохімічний процес відбувається в ґрунті, мулах, осадових гірських породах і гідросфері. Відомо більше десятка бактерій, у результаті життєдіяльності яких з органічних сполук утворюється метан.

Термокаталітичний процес полягає в перетворенні в газ органічної речовини осадових порід під впливом підвищених температур і тиску за участю каталізаторів – глинистих мінералів. Осадова органічна речовина спочатку піддається бактеріальному розкладанню на прості речовини. При зануренні, при температурах вище 100 °С діяльність бактерій загасає. Залишки живої речовини руйнуються і переходять в прості сполуки, зокрема, в метан, під

впливом зростаючих температур і тиску за участю алюмосилікатів глинистих порід. На відміну від утворення нафти, вихідним для утворення метану є рослинна гумусова речовина.

Температурні умови, за яких утворюється газ, відрізняються від умов утворення нафти (60 – 150°C), потужна зона утворення газу відповідає температурам 150 – 200 °C і більше. У головній зоні газоутворення при жорстких температурних умовах відбувається глибока хімічна деструкція не тільки розсіяної органічної речовини, але і вуглеводнів горючих сланців і нафти з утворенням великої кількості метану.

Радіаційно-хімічний процес полягає у впливі випромінювання радіоактивної речовини на органічну речовину з утворенням метану, водню та окису вуглецю. Органічна речовина розпадається на вуглець і кисень, після чого вуглець з'єднується з воднем і так утворюється метан.

Механохімічний процес полягає в утворенні вуглеводнів з органічної речовини (вугілля) під впливом постійних і змінних механічних навантажень. У цьому випадку на контактах зерен мінеральних порід утворюються високі напруги, енергія яких і бере участь в перетворенні органічної речовини.

Метаморфічний процес пов'язаний з перетворенням вугілля під дією високих температур у вуглець. Даний процес є частиною загального процесу перетворення речовин при температурі понад 500 °C.

Космогенний процес, за гіпотезою В.Д. Соколова, полягає в такому: вуглеводні спочатку були присутні в газопиловій хмарі, з якої формувалася Земля, а метан утворився в умовах високих температур з водню і вуглекислого газу, що є у космосі.

2.3. КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Скупчення нафти і газу в надрах земної кори найтіснішим чином пов'язані з вмісними гірськими породами, а також зі структурними, літологічними, петрологічними та іншими особливостями тіл гірських порід [40, 42, 45].

У всьому світі в осадових породах міститься понад 99,9 % відомих скупчень нафти і природного газу. Гірські породи, які можуть служити вмістилищами нафти і газу і в той же час віддавати їх при розробці, називаються породами-колекторами. Розрізняють осадові нафтоматеринські породи, у яких спочатку накопичувався органічний

матеріал, що дав початок нафти, і нафтоносні породи, у яких нафта міститься і видобувається. В осадових товщах нафта і газ можуть мігрувати на десятки і сотні кілометрів, таким чином нафтоматеринські породи не завжди є нафтоносними.

2.3.1. Гідрогеологічні властивості гірських порід

Здатність гірських порід уміщати, виділяти і транспортувати або не пропускати флюїди – рідкі й газоподібні продукти (нафта, газ, вода) – визначається їх гідрогеологічними властивостями. Найважливішими гідрогеологічними властивостями гірських порід є пористість і проникність.

Проникністю називається здатність гірських порід пропускати через свої пори і тріщини рідини або гази при перепаді тиску. У нафтовій геології ця властивість гірських порід має вирішальне значення. Гірські породи, не здатні в природних умовах пропускати через себе рідину і гази, називаються непроникними. Проникними породами є галечники, гравій, пісок та ін. До непроникних відносять глини і магматичні породи, що не містять тріщин.

За проникності гірські породи поділяються на проникні (колектори) і непроникні (покришки). **Колектори** – це будь-які гірські породи, які можуть уміщати в себе і віддавати рідини і гази, а також пропускати їх через себе при наявності перепаду тиску.

За характером пустот колектори поділяються на гранулярні («гранула» – зернятко), або порові, тріщинні, кавернозні та змішані.

Гранулярні (порові) колектори являють собою уламкові породи, що складаються із зернистих матеріалів, в основному піщано-алевритовими, і деякими різновидами карбонатних порід (уламковими вапняками). Пустотний простір у таких породах формується за рахунок міжзернових пор. *Тріщинними* колекторами можуть бути будь-які породи – осадові, магматичні, метаморфічні, у яких під дією різних процесів утворюються мікро- і макротріщини (наприклад, тріщинуваті вапняки та ін.). *Кавернозні* колектори формуються в результаті розчинення і вилуговування розчинних соляних і карбонатних порід, порожнечі в яких утворені порожнинами-кавернами різного походження (наприклад, утвореними в результаті розчинення солей проникаючими в породу поверхневими водами). *Змішані* (кавернозно-тріщинуваті, тріщинувато-порові, кавернозно-порові або кавернозно-тріщинувато-порові).

Найкращі колекторські властивості мають *порові колектори*. Непогані особливості вміщати і віддавати рідину і газу, а також пропускати їх через себе, мають також інші типи колекторів. На деяких родовищах Саудівської Аравії взаємопов'язані системи тріщин створюють канали довжиною до 30 км. До тріщинних колекторів за кордоном віднесено понад 50 % відкритих запасів нафти і газу.

Покришки – це практично непроникні гірські породи. До них належать найчастіше породи хімічного (кам'яна сіль, вапняки) або змішаного походження, не порушені тріщинами. Найбільш поширеними покритками є глини, змочуючись водою вони розбухають і закривають усі тріщини і пори в породі.

У будь-якій гірській породі між складовими її частинками мінералів є порожнечі-пори. Сумарний обсяг усіх пір у породі називається *загальною або абсолютною пористістю*. Вимірюється вона у відсотках до обсягу породи і залежить від взаємного розташування зерен. У природних умовах частинки уламкових порід не є ідеальними кулями, вони різні за обрисами і розмірами. Найбільш дрібні з них подібно цементу заповнюють пори між більшими зернами. Форма частинок і наявність цементу істотно впливають на характер пористості осадових гірських порід. Найбільший обсяг пір мають добре відсортовані нецементовані породи, загальна пористість яких досягає 33 %, присутність цементу знижує цю величину до 18 – 24 %. Величина пористості в різних породах коливається в широких межах, %: так, у вапняках – 0,65 – 33, пісках – 6,0 – 52,0. У магматичних і метаморфічних породах сумарний обсяг пір від 0,01 до 0,1 %.

Пористість визначає здатність гірських порід уміщати воду, рідкі й газоподібні вуглеводні. З цієї точки зору колекторами можуть бути будь-які породи. Найкращими колекторами є пухкі піски, пісковики, кавернозні та тріщинні вапняки. У гірських породах не всі пори сполучаються між собою, є і закриті порожнечі, ізольовані одна від одної. *Відкритою або дійсною пористістю* називається пористість сполучених між собою пір. Відкриті пори можуть бути насичені водою, нафтою і газом. Залежно від розмірів пір по одних з них нафта, газ і вода можуть переміщатися, а по інших – ні. Об'єм тих порожнеч, по яких нафта, газ і вода можуть переміщатися, називається ефективним або динамічним. Для характеристики нафтогазоносних порід особливе значення має ефективна пористість, а не об'єм усіх пір.

Пори за розмірами поділяються на надкапілярні (більше 0,5 мм), капілярні (0,5 – 0,0002 мм) і субкапілярні (менше 0,0002 мм). Неefективним вважаються ізольовані та надкапілярні пори. Колекторські властивості гірських порід залежать не тільки від пористості, але і від проникності. Колектор повинен не тільки вмщати рідину, але і пропускати її через себе. Проникність пористих колекторів залежить головним чином від розмірів пір і їх сполученість. Вважається, що нафта рухається в основному по порах, розмір яких значно більше 1 мкм.

2.4. ФОРМИ ЗАЛЯГАННЯ ГІРСЬКИХ ПОРІД

2.4.1. Непошкоджені форми залягання осадових гірських порід

Осадові гірські породи знаходяться в природі в первинному стані у вигляді горизонтально залягаючих пластових тіл. *Пласт (шар)* – це плитоподібне геологічне тіло, однорідне за складом або структурою, кольором і т. п., потужність або товщина якого в сотні разів менше його протяжності. Термін "пласт" частіше вживається для позначення шарів корисних копалин. Верхня межа пласта називається покрівлею, нижня – *підшвою*. Найкоротша відстань між покрівлею і підшвою визначається як *справжня потужність пласта* [43].

Будь-яка інша відстань між покрівлею і підшвою називається видимою потужністю. Справжня потужність пласта частіше становить кілька метрів, але може бути і кілька сантиметрів, і понад десяток метрів. Поступове або різке зменшення потужності пласта до його зникнення називається *виклинюванням*. Шар, що швидко виклинюється в усіх напрямках, називається *лінзою*. Тонкий пласт, що залягає в товщі потужних пластів, – це *пропласток*, або *прошарок*. Паралельно і послідовно залягають пласти гірських порід, вони утворюють пачки і товщі, у межах яких можуть перешаровуватися пласти однакових або різних за складом осадових гірських порід. Послідовне налягання різних шарів, що утворюють осадову оболонку земної кори, називається *шаруватістю*, або *нашаруванням*, *стратифікацією*. Положення пласта в просторі визначається елементами його залягання – *азимутом падіння*, *кутом падіння* і *азимутом простягання*.

2.4.2. Складчасті та розривні порушення гірських порід

Первинне горизонтальне залягання шарів може бути порушено складчастими і розривними тектонічними порушеннями.

Складчасті порушення утворюються при пластичній деформації шарів без розриву їх суцільності шляхом згинання шарів у різні хвилясті складки. Залежно від механічних властивостей зминання порід, від напрямку і величини складкоутворювальних сил виникають складки різних форм і розмірів у різних поєднаннях, які можуть змінюватися в надзвичайно широких межах. Найбільш типовою і простою формою складок є хвилеподібні вигини, що складаються із симетрично попереми́нних опуклих і увігнутих ділянок – антикліналей і синкліналей. Опуклу ділянку хвилі називають *антикліналлю* (антиклінальною складкою), а увігнуту – *синкліналлю* (синклінальною складкою). В антиклінальних складках центральна частина (ядро) складена більш давніми породами відносно крайових частин (крил). У синклінальній складці в центральних частинах (ядрі) розвинені більш молоді породи відносно її крил.

Розривні порушення. При тектонічних рухах земної кори пласти гірських порід можуть бути розірвані та зміщені відносно один одного. Серед розривних порушень прийнято розрізняти розриви зі зміщенням і без зміщення (*тріщини*).

У розривних порушеннях прийнято розрізняти наведені далі елементи (рис. 2.1). Зміщувач – це тріщина, по якій відбувається зміщення. Зміщувач може бути вертикальним, похилим і горизонтальним. Крила, або боки розриву, – це розірвані та переміщені ділянки пластів, що примикають з різних боків до зміщувача. *Амплітуда розриву* – величина, на яку крила зміщені відносно один одного.

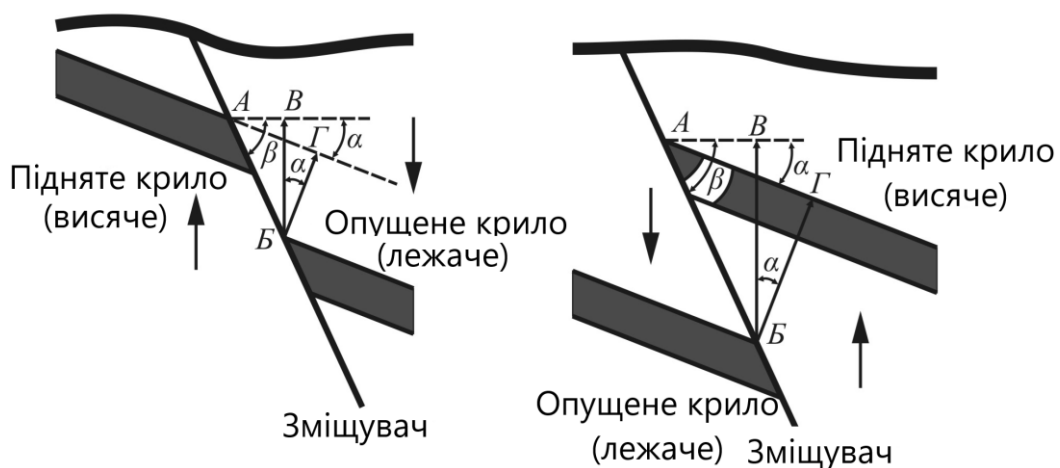


Рис. 2.1. Елементи розривів:

AB – повна амплітуда; AB – горизонтальна амплітуда (заяння, перекриття); BB – вертикальна амплітуда; $ГБ$ – стратиграфічна амплітуда, α – кут падіння порід, β – кут падіння площини зміщувача

Розриви зі зміщенням поділяються на скиди, підкиди, зрушення, насуви (покриви) (рис. 2.2). Серед них, в залежності від орієнтування розривів по відношенню до складчастих структур, які вони ускладнюють, розрізняють поперечні, поздовжні і діагональні.

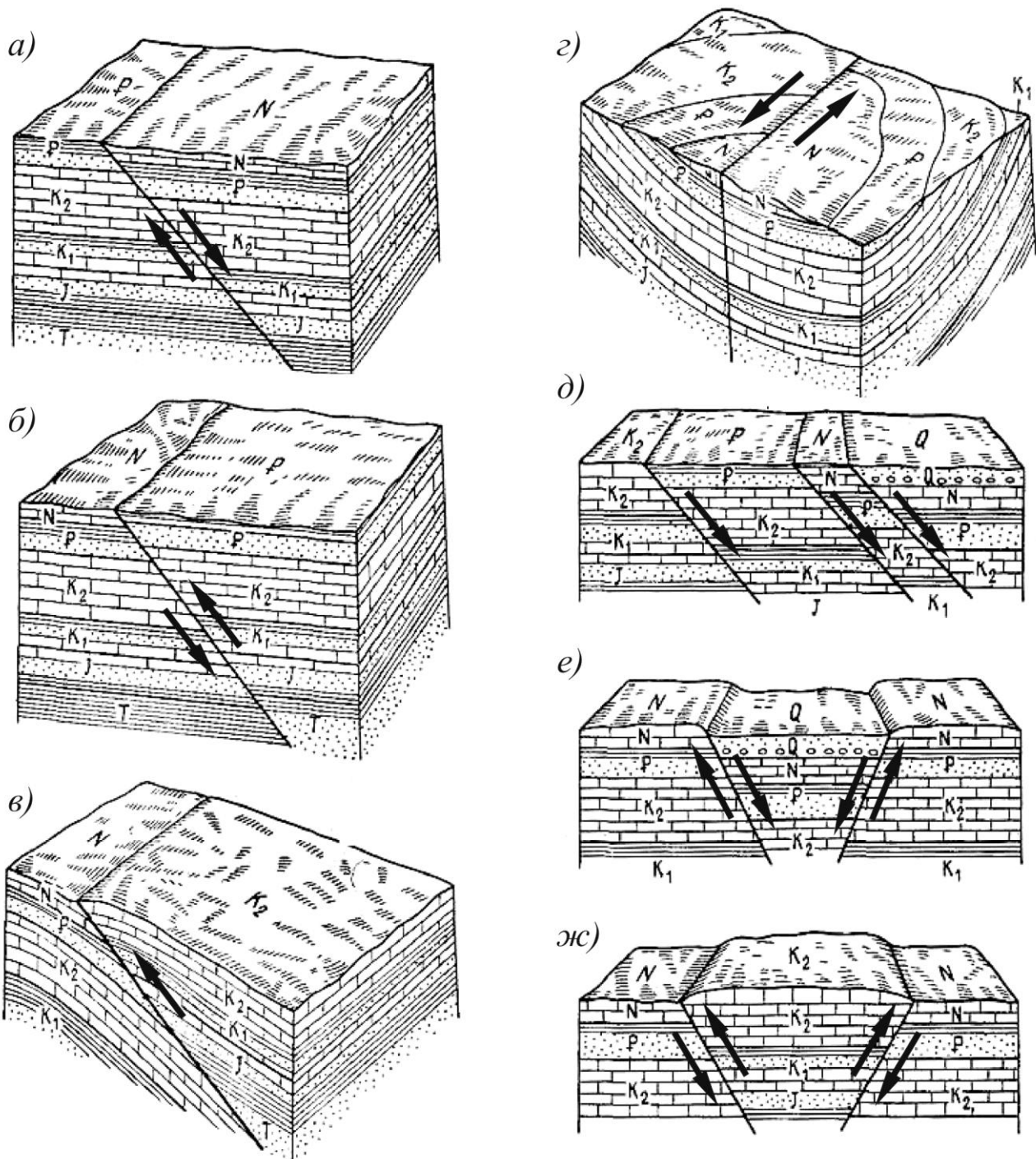


Рис. 2.2. Розривні порушення:
a – нормальні скиди, *б* – підкиди, *в* – насув, *г* – зсув,
д – східчастий скид, *е* – грабен, *ж* – горст

Скиди – це порушення, які утворюються в умовах розтягування земної кори, тому завжди виникає горизонтальне розтягування пласта. Опущений по зміщенню блок називається лежачим боком. Піднятий блок гірських порід називається висячим боком.

Підкиди виникають в умовах стиснення і характеризуються перекриттям розірваних крил.

Насуви – це підкиди з нахилом поверхні зміщувача менше 45°. *Шар'яжами*, або покриттями, називають насуви з дуже пологим зміщувачем і великою горизонтальною амплітудою зміщення (перекриття).

Зсув – це розривні порушення, у яких зміщення крил відбувається по горизонталі вздовж лінії простягання поверхні зміщувача.

Розриви без зміщення. *Тріщини* – це розривні порушення в гірських породах, за якими не відбувається видимих зсувів. Прийнято виділяти тріщини вертикальні, горизонтальні та похилі. Генетична класифікація передбачає виділення тектонічних і нетектонічних тріщин та їх різновидів.

Нетектонічні тріщини: первинні; вивітрювання; зсувів, обвалів, провалів; розширення порід при розвантаженні.

Тектонічні – це тріщини відриву, сколювання та кліваж.

Системи дрібних макро- і мікроскопічних тектонічних тріщин у великих обсягах гірських порід, заповнених нафтою і газом, нерідко утворюють нафтогазові поклади.

Поєднання складчастих і розривних порушень гірських порід, порід-колекторів і флюїдоупорів (покришок і напівпокришок), проникних та екрануючих товщ (антиколекторів) створюють передумови для формування пасток нафти і газу і, отже, нафтових і газових родовищ. Руйнування нафтових і газових родовищ часто зумовлено накладенням на них тектонічних порушень. При цьому розривні порушення підкидного, насувного і зсувного типів, що формуються в умовах стиснення масивів гірських порід, сприяють утворенню бар'єрів на шляху міграції нафти і газу. *Розривні порушення у межах тектонічних блоків земної кори є причиною міграції нафти і газу на великі відстані, аж до руйнування нафтогазових покладів.*

2.5. ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

Для утворення великих скупчень нафти і газу необхідне поєднання певних геологічних умов, а саме наявність:

– проникних гірських порід (колекторів);

- непроникних гірських порід, що обмежують переміщення нафти і газу по вертикалі (покришок);
- перепад тиску в нафтогазоносних товщах гірських порід;
- структурні й літологічні неоднорідності та дислокація гірських порід, що створюють умови для скупчення нафти і газу (пастки).

Нафта, газ і вода накопичуються в надрах у пористих, кавернозних або тріщинуватих породах-колекторах, укладених в поганопроникні породи (покришки). Подібні вмістилища нафти і газу І.О. Брод (1970) іменує *природними резервуарами*. Під природними резервуарами розуміється не частина товщі порід, що містить нафту і газ, а весь резервуар, витриманий на досить великій відстані, він складається з нафтогазопровідної і нафтогазоупорної частини. У природному резервуарі може відбуватися циркуляція флюїду, а в місцях, ускладнених пастками, – формування покладів нафти і газу. Найважливіша властивість природного резервуара (особливості розміщення флюїдів і їх внутрішньорезервуарної міграції) визначається набором порід (колекторів, напівпокришок, флюїдоупорів) і їх просторовими взаємодіями. Природні резервуари поділяються на три типи: пластові, масивні та літологічні.

Найбільш поширені пластові резервуари являють собою колектори, обмежені в покрівлі й підшві погано проникними породами. Зазвичай пластові резервуари добре витримані на значній площі. Можливі випадки, коли пласти регіонально простежуються на великих територіях, виклинюються до склепінь окремих антиклінальних складок. Нерідко пластові резервуари є невитриманими колекторами, сполученими між собою.

2.5.1. Міграція нафти і газу

Нафта і горючі гази відрізняються від інших корисних копалин високою рухливістю, плинністю. Різні види переміщення і пересування нафти і газу в товщі гірських порід називаються міграцією. Міграція нафти і газу – основна умова формування їх скупчень. Міграція відбувається в колекторах разом з пластовою водою, яка зазвичай насичує поровий простір. При цьому нафта і газ або розчинені у воді, або знаходяться у вільному стані. Міграція відбувається з області високих тисків в область відносно низьких уздовж непроникних порід (покришок). Знання умов міграції вуглеводнів має важливе теоретичне і практичне значення, оскільки

воно дозволяє прогнозувати зони концентрації значних скупчень нафти і газу, пояснювати, якими шляхами ці флюїди заповнюють пастки, чому одні пастки містять нафту і газ, інші – тільки газ, а інші є порожніми.

Мікронафта, що утворилася з розсіяної органічної речовини, вичавлюється разом з водою в міру ущільнення нафтоматеринських порід, які залягають зверху товщі колекторів. Це переміщення вуглеводнів відбувається з нафтоматеринських (нафтогазопровідних) товщ у різні пористі й проникні породи-колектори і називається первинною міграцією вуглеводнів.

У природних резервуарах починається вторинна міграція вуглеводнів. **Вторинна міграція** – це пересування нафти і газу в межах пласта-колектора (латеральна пластова міграція) з одного пласта в інший через товщу порід (вертикальна міжпластова міграція). Тут вони циркулюють у порах, тріщинах та інших пустотах порід колекторів. Вторинна міграція може завершитися утворенням скупчень нафти і газу.

Природні резервуари зазвичай заповнені водою, а вуглеводні можуть бути розчинені в ній або знаходитися у вільному вигляді (крапельки і плівки нафти, бульбашки газу). Спільна міграція флюїдів (вода, нафта, газ) різниться за масштабами, напрямком і шляхами їх руху. За масштабом руху розрізняють міграцію регіональну (у межах великих територій) і локальну (на обмежених ділянках земної кори). Флюїди можуть переміщатися в двох напрямках усередині пласта колектора: *по простяганню (нахилу) пласта і вертикально, від підосви до покрівлі*. У першому випадку міграція називається латеральною («латераліс» – бічний) внутрішньорезервуарною, а в другому – вертикальною. Якщо флюїди переміщаються в основному по тріщинах і розломах з нижчележачих пластів у вищерозміщені, міграція називається міжрезервуарною. Залежно від шляхів руху флюїдів розрізняють міграцію *порову, капілярну*, а також *по розломах і тріщинах*.

При наявності непроникної покривки і нижнього водотривкого екрану в обмеженому ними пласті-колекторі створюється водонапірний режим. Основною причиною, що викликає міграцію нафти в колекторах, є вільна циркуляція води під впливом гідростатичного напору. Рухома вода захоплює рідкі й газоподібні вуглеводні – найдрібніші краплі нафти і бульбашки газу. Потрапивши в пастку, нафта, газ і вода під дією сил гравітації розшаровуються.

Нафта і газ легше води, тому крапельки нафти і бульбашки газу будуть намагатися спливати у верхню частину пласта-колектора. Краплі нафти і бульбашки газу зливаються в колекторі й можуть мігрувати у вигляді значних мас, заповнюючи міжзерновий простір. Завдяки цьому весь потік може спливати по похилому пористому пласту. Частина нафти і газу можуть бути розчинені у воді під тиском і захоплені рухомою водою.

Міграція флюїдів у природному резервуарі в значних масштабах стає можливою при наявності нахилів і відповідно перепадів тисків. Нахил 1 – 2 м на 1 км створює достатні умови для просування нафти і газу. Пересування нафти і газу відбувається в межах локальних пасток – з одних частин пласта-колектора в інші, а також на значні відстані – із зон нафтоутворення в зони нафтонакопичення.

За формами прояву і фізико-хімічним станом вуглеводнів виділяються такі основні види міграції:

- фільтрація газу і нафти по тріщинах і порах гірських порід;*
- прориви газу і нафти через пласти порід і через воду;*
- переміщення газу і нафти в розчиненому стані та у вільному вигляді разом з водою;*
- переміщення води з газом і нафтою, що містяться в ній, при ущільненні відкладів;*
- переміщення газу і нафти у воді, що потрапила в пористі породи;*
- дифузія газів і нафти.*

За даними В.П. Савченка, газ за тисячу років проходить близько 50 км.

2.5.2. Пастки нафти і газу

Нагадаємо деякі важливі терміни нафтогазової геології, щоб ясно уявляти їх відмінність.

Колектор – гірська порода, що має здатність уміщати нафту і газ та віддавати ці корисні копалини при розробці. Розрізняються за типом породи, величиною загальної та ефективною пористості, проникністю.

Природний резервуар – природна місткість для нафти, газу і води, існування якої зумовлено співвідношенням колектора з погано проникними породами. Характеризується співвідношенням колектора з непроникними породами, гідродинамічними показниками, формою та умовою залягання.

Пастка – частина природного резервуара, у якій може встановлюватися рівновага між газом, нафтою і водою. Характеризуються вони за типом резервуара і колектора, умовами утворення, формою, місткістю. Параметри резервуара і пастки можуть збігатися, коли весь резервуар являє собою одну пастку.

При русі підземних вод у проникному середовищі вуглеводні, що містяться в них, можуть за певних умов утворити скупчення нафти і газу. Для цього необхідно, щоб на їхньому шляху виникла перешкода. Зустрівши таку перешкоду, вуглеводні потрапляють у природну пастку і поступово накопичуються, маючи можливості вирватися з них.

Розрізняють пастки структурні та неструктурні (стратиграфічні, літологічні та ін.) [25 – 27, 33].

Структурні пастки утворюються в результаті або місцевого вигину пластового природного резервуара, або розриву суцільного та вертикального зміщення його проникних і непроникних пластів. У першому випадку можуть утворитися *антиклінальні пастки*, у другому – *тектонічно обмежені*. І.О. Брод класифікує поклади нафти і газу за типом природних резервуарів, виділяючи *пластові, масивні та літологічно обмежені* (рис. 2.3 – 2.5).

Під **покладом** нафти і газу розуміється локальне, достатнє для промислового освоєння скупчення цих корисних копалин у проникних колекторах пасток різного типу. Розмір покладу і її об'ємна форма багато в чому визначаються пасткою і типом нафтогазовмісного природного резервуара. Газ, нафта і вода розташовуються в пастці пошарово. Найбільш легкий газ займає покрівельну частину резервуара під покрішкою. Нижче поровий простір заповнюється нафтою, а ще нижче – водою. *Якщо газ займає незначну частину об'єму пастки, то поклад називається нафтовий з газовою шапкою. Якщо нафтова частина покладу значно менше газової, поклад називається газовий з нафтовою облямівкою.* Часто зустрічаються в надрах чисто газові поклади або чисто нафтові, коли газ або нафта безпосередньо контактують з водою.

Поверхні контактів газу і нафти, газу і води, нафти і води називаються відповідно *газонафтовими (ГНК), газоводними (ГВК), водонафтовими (ВНК) контактами*. Лінія перетину поверхні контактів з покрівлею пласта називається відповідно зовнішнім контуром нафтоносності або газоносності, а з подошвою пласта – внутрішнім контуром нафтоносності або газоносності. Найкоротша

відстань між покрівлею і підшвою нафтогазоносного пласта називається **товщиною**. Висота покладу визначається від позначки найбільш піднятої її частини до поверхні контакту з водою.

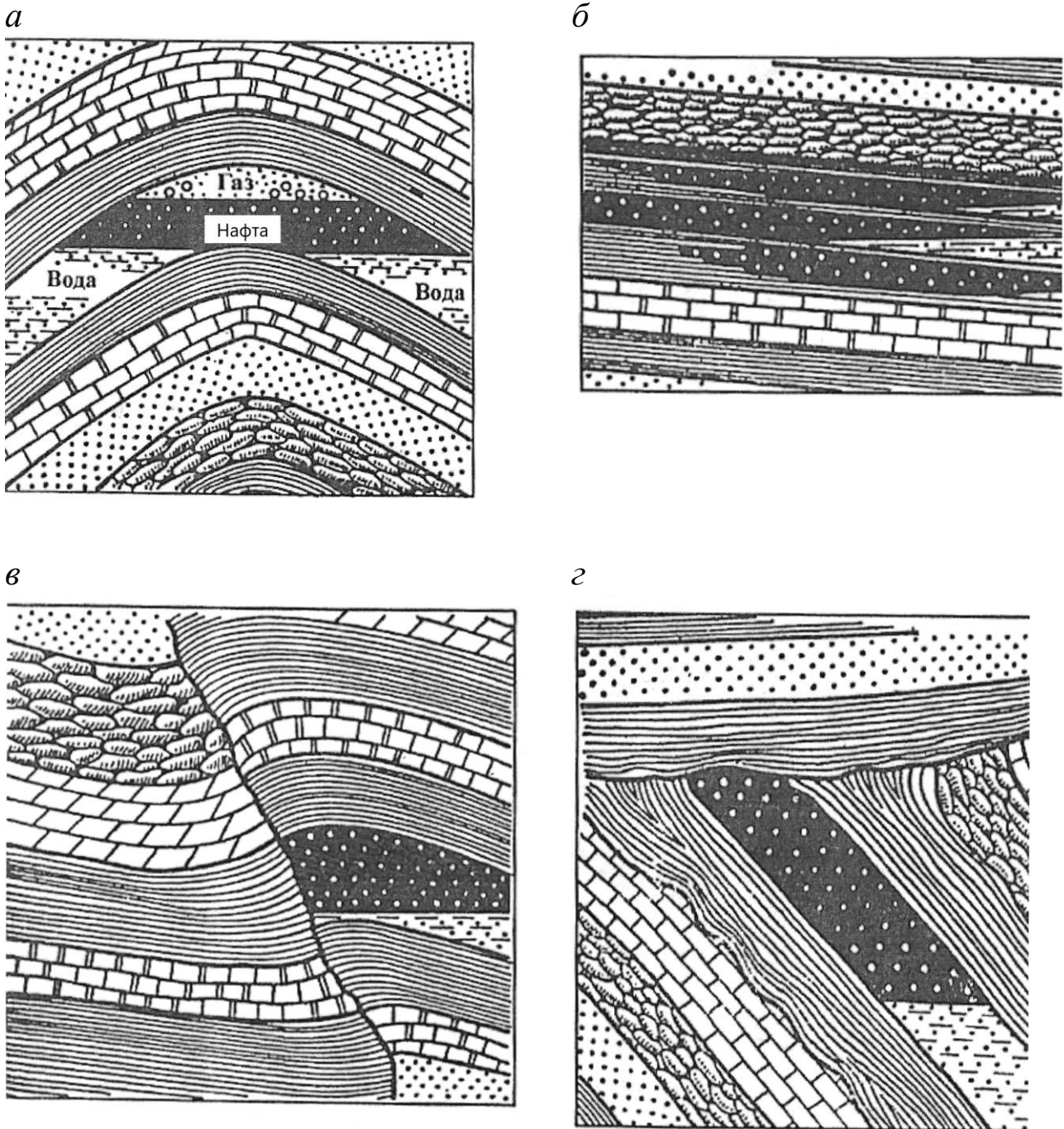


Рис. 2.3. Типи пасток:

a – склепінна; *б* – літологічно екранована; *в* – тектонічно екранована;
г – стратиграфічно екранована

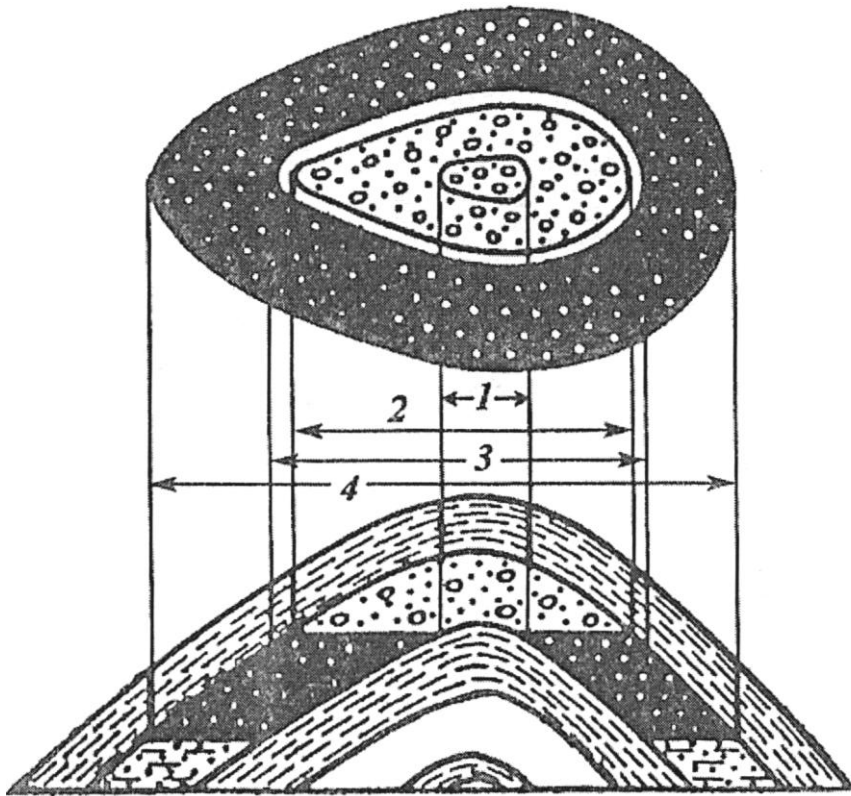


Рис. 2.4. Схема зведеного газонафтового пластового покладу.
Контур газоносності: 1, 3 – внутрішній; 2, 4 – зовнішній

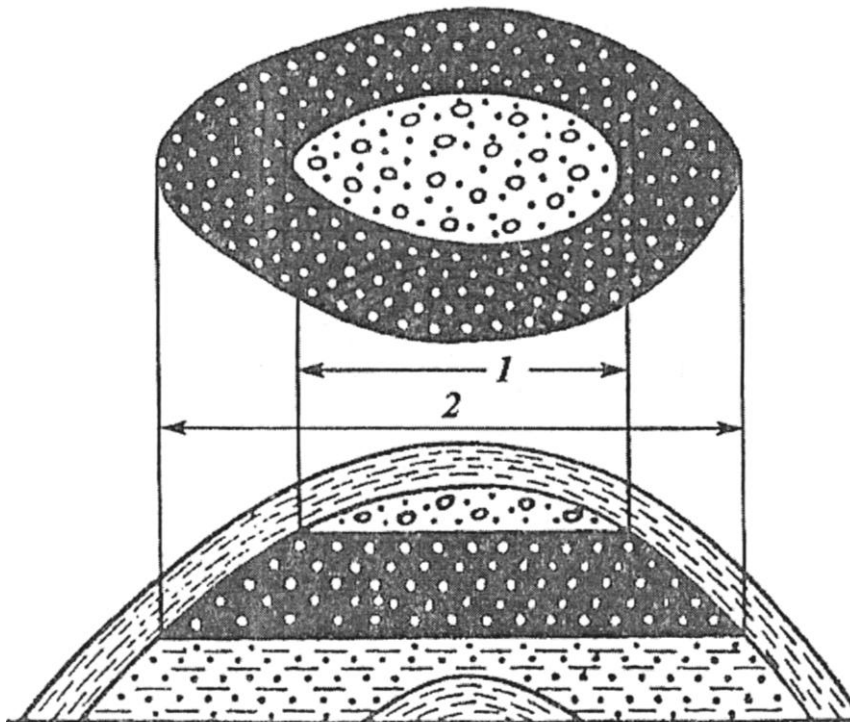


Рис. 2.5. Схема масивного газонафтового покладу:
1, 2 – внутрішній та зовнішній контури газоносності відповідно

Основними показниками промислової цінності покладу є запаси, що залягають у ньому, та економічно обґрунтовані мінімально рентабельні дебїти нафти і газу, що забезпечують економічну рентабельність промислового освоєння покладу.

За складністю геологічної будови продуктивних горизонтів поклади поділяються на дві основні групи:

– *простой будови* – продуктивні горизонти, що мають відносно витриманий літологічний склад і витримані колекторні властивості відповідно до всього об'єму покладу;

– *складної будови* – розбиті тектонічними порушеннями на ряд ізольованих блоків і зон або поклади, що мають мінливий характер продуктивних горизонтів.

Просторово обмежена ділянка надр, що містить поклад або кілька покладів нафти і газу, розташованих у розрізі одна над одною в межах однієї площі, називається **родовищем**.

Залежно від кількості запасів вуглеводнів родовища поділяються на: дрібні (менше 10 млн т нафти або 10 млрд м³ газу); середні (10 – 30 млн т нафти або 10 – 30 млрд м³ газу); великі (30 – 300 млн т нафти або 30 – 500 млрд м³ газу) та унікальні (більше 300 млн т нафти або більше 500 млрд м³ газу).

2.6. ПОШУКИ І РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

У природі не зустрічається одиночних родовищ нафти і газу. Вони поширені групами, особливості їх розміщення в земній корі підкоряються певним закономірностям. Виявлення цих закономірностей дозволяє значно підвищити ефективність спрямованих пошуків нафти і газу. Геотектонічні критерії є основними визначальними – умовами регіонального нафтогазонакопичення. Регіональні тектонічні рухи визначають характер розвитку окремих ділянок земної кори, розміщення великих геоструктурних елементів та історію їх розвитку, зміну літолого-фаціальних умов, тектонічні особливості та ін.

Аналіз умов розміщення родовищ нафти і газу показує, що найбільші скупчення закономірно пов'язані з такими тектонічними елементами земної кори:

– валоподібні й склепінні підняття та схили молодих і давніх платформ, повернені до прогинів;

– виділені бортові зони великих внутрішньогосинклінальних западин;

– схили крайових прогинів, повернені в бік платформної області й простягаються паралельно складчастим гірським системам.

Пошуки, розвідка нафтових і газових родовищ пов'язані з величезними, безперервно зростаючими витратами праці, матеріалів і коштів. Тому все більш важливою стає проблема підвищення економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. Для виявлення нових родовищ нафти і газу в даний час необхідно бурити свердловини глибиною до 5 – 7 км, кожен метр буріння такої свердловини коштує кілька десятків тисяч гривень.

Запаси будь-яких категорій, підраховані безпосередньо в покладах, називаються геологічними. Вони не можуть бути повністю витягнуті на поверхню при сучасних способах видобутку нафти і газу. Видобувні запаси нафти і газу складають лише частину тих геологічних запасів, які знаходяться в покладах. Кількість витягнутої нафти відносно загальних запасів цього родовища може коливатися в досить широких межах – від 5 до 95 %. На даний час у світі середній коефіцієнт вилучення нафти становить 33 %. Економічна доцільність розробки покладів визначається їх видобувними запасами. Коефіцієнт вилучення газу, природно, значно вище, ніж нафти, у середньому він приймається рівним 85 %.

2.6.1. Методи пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ

Геологорозвідувальний процес пошуків поділяється на два етапи – пошуковий і розвідувальний.

Метою першого є виявлення родовищ нафти і газу. Під час пошукового етапу проводяться регіональні геолого-геофізичні дослідження, виявляються перспективні площі за допомогою глибокого буріння.

Пошуковий етап включає три стадії:

- регіональні геолого-геофізичні роботи;
- підготовка площ до глибокого пошукового буріння;
- пошуки родовищ.

Розвідувальний етап здійснюється в одну стадію. На розвідувальному етапі найбільш перспективні родовища оцінюються з точки зору їх промислової значущості й готуються до розробки.

Регіональні геолого-геофізичні дослідження дозволяють дати загальну оцінку геологічної будови і нафтогазоносності великого

регіону або його частини. Виявлені з їх допомогою перспективні площі потім стають об'єктом проведення більш детальних робіт. Основним їх завданням є з'ясування тектонічної будови площі та наявності нафтових пасток.

Основою основ усіх геологічних вишукувань є *геологічна карта*, що складається в процесі геологічної зйомки. Геологічна карта являє собою проекцію на горизонтальну площину виходів на земну поверхню різних за віком і складом комплексів гірських порід. Поряд з геологічними картами будуються розріз відкладів, що відображуються на площі зйомки, а також геологічні профільні розрізи за найбільш характерними напрямками. *Геологічний розріз* – це графічне зображення на вертикальній площині умов залягання і співвідношення гірських порід різного віку і складу. Геологічна карта і розрізи дають можливість оцінювати об'ємно будову окремих ділянок земної кори. В основі пошуків нафтових і газових родовищ лежить знання глибинної будови надр. Будова і умови залягання гірських порід у надрах визначаються *прямими і непрямими ознаками*. Прямі спостереження геологічної будови надр здійснюються проходкою гірничих виробок і бурінням свердловин. До непрямих методів відносять геофізичні методи.

Геофізичні дослідження дозволяють встановити тектонічну будову району (регіону), не вдаючись до дорогих гірничих виробок. Найбільшого поширення в нафтогазовій геології отримали *сейсмічні методи*, засновані на вивченні характеру поширення пружних хвиль. Джерелами збудження пружних коливань можуть бути вибухи і невибухові коливання (ударні, вібраційні). Розрізняють сейсмічні хвилі поверхневі та об'ємні. Поверхневі хвилі поширюються від точки вибуху до поверхні, об'ємні хвилі спрямовані в глиб землі. Об'ємні хвилі поширюються в гірських породах з різною швидкістю. За вектором поширення слідує дві хвилі – поздовжні хвилі (P) і поперечні (S). Швидкість поширення поздовжніх хвиль в 1,7 рази більше швидкості поперечних хвиль. Швидкість і характер поширення сейсмічних хвиль залежать від властивостей гірських порід. На межах товщ гірських порід сейсмічні хвилі заломлюються і частково відбиваються за законами геометричної оптики. Відбиті хвилі повертаються до земної поверхні та реєструються тут спеціальними сейсмоприймачами (сейсмографами), на яких фіксуються момент вибуху і момент приходу відбитої хвилі до сейсмоприймача. Розрахунковим шляхом отримують дані про глибинне залягання

поверхні, що відбиває, кожної хвили. Основним методом сейсмозвідки є метод відбитих хвиль (МВХ) і його модифікація – метод загальної глибинної точки (МЗГТ). Головною особливістю останнього методу є багаторазове простежування відображених кордонів шляхом зміни взаємного розташування точок вибуху і прийому відбитих хвиль. Всі сейсмичні записи підсумовуються на магнітній плівці та обробляються на ЕВМ за спеціальними програмами.

Для вивчення геологічної будови надр, геотектонічного районування складчастого фундаменту, пошуків великих антиклінальних і солянокупольних структур застосовується *гравіметричний метод*. Цей метод заснований на вимірюванні прискорення вільного падіння на земній поверхні за допомогою особливо точних приладів – гравіметрів. Гравітаційні аномалії зазвичай відображають глибинну тектоніку.

Електророзвідка заснована на вивченні в земній корі природних і штучно створених електричних полів, на використанні різної здатності порід проводити електричний струм. Методи електророзвідки застосовуються для геологічного картування районів, покритих наносами, для з'ясування зон тектонічних порушень і пошуків валоподібних підняттяв.

В основі магніторозвідки лежить вивчення аномалій магнітного поля, пов'язаних з відмінністю магнітних властивостей гірських порід. Напруженість магнітного поля вимірюється за допомогою спеціального приладу магнітометра. Магніторозвідка застосовується для визначення глибин залягання і рельєфу поверхні фундаменту.

Гідрогеохімічні методи. До гідрохімічних відносять газовий, люмінесцентно-бітумнологічний, радіоактивний і гідрохімічний методи.

Газова зйомка полягає у визначенні присутності вуглеводневих газів у пробах гірських порід і ґрунтових вод. Навколо будь-якого нафтового або газового покладу утворюється ореол розсіювання вуглеводневих газів за рахунок їх фільтрації і дифузії по порах і тріщинах порід.

Застосування *люмінесцентно-бітумнологічної зйомки* засноване на тому, що над покладами нафти в гірських породах збільшується вміст бітумів з одного боку і на явищах світіння бітумів в ультрафіолетовому кольорі з іншого.

Фахівцям удалося встановити, що над нафтовими і газовими покладами радіаційний фон знижений. Радіоактивна зйомка виконується з метою виявлення зазначених аномалій радіоактивного фону.

Гідрохімічний метод заснований на вивченні хімічного складу підземних вод і вмісту в них розчинених газів, а також органічних речовин, зокрема аренів. У міру наближення до покладу концентрація цих компонентів у водах зростає, що дозволяє зробити висновок про пастки нафти або газу.

За матеріалами детальних геофізичних досліджень, що проводяться в комплексі зі структурним бурінням, будуються структурні карти, які відображають глибинний рельєф передбачуваної пастки в межах структурного горизонту.

2.6.2. Буріння нафтових і газових свердловин

Буріння зіграло вирішальну роль у розвитку нафтової і газової промисловості. *Буріння* – це процес спорудження свердловини шляхом руйнування гірських порід [18, 21, 26, 27, 32].

Свердловиною називають гірську виробку круглого перетину, споруджувану без доступу в неї людей, у якій довжина у багато разів більше діаметра.

Верхня частина свердловини називається *гурлом*, дно – *вибоєм*, бічна поверхня – *стілкою*, а простір, обмежений стінкою, – *стовбуром свердловини*. Довжина свердловини – це відстань від устя до вибою по осі стовбура, а глибина – проекція довжини на вертикальну вісь. Довжина і глибина рівні між собою тільки для вертикальних свердловин. Однак вони не збігаються у похилих і викривлених свердловин.

Для вилучення з пластів нафти і газу застосовують різні методи розкриття та обладнання вибою свердловини. У більшості випадків у нижній частині експлуатаційної колони, що знаходиться в продуктивному пласті, прострілюють (перфोरують) ряд отворів у стінці обсадних труб і цементній оболонці.

У стійких породах привибійну зону свердловини обладнують різними фільтрами і не цементують або обсадну колону опускають тільки до покрівлі продуктивного пласта, а його розбурювання та експлуатацію здійснюють без кріплення стовбура свердловини.

Устя свердловини залежно від її призначення обладнують арматурою (колонна головка, засувки, хрестовина та ін.).

При пошуках, розвідці й розробці нафтових і газових родовищ бурять опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні, нагнітальні, спостережні та інші свердловини.

Опорні свердловини закладаються в районах, не досліджених бурінням, вони служать для вивчення складу і віку порід, що їх складають.

Параметричні свердловини закладаються у відносно вивчених районах з метою уточнення їх геологічної будови і перспектив нафтогазоносності.

Структурні свердловини буряться для виявлення перспективних площ та їх підготовки до пошуково-розвідувального буріння.

Пошукові свердловини бурять з метою відкриття нових промислових покладів нафти і газу.

Розвідувальні свердловини буряться на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю для вивчення розмірів і будови покладу, отримання необхідних вихідних даних для підрахунку запасів нафти і газу, а також для проектування його розробки.

Експлуатаційні свердловини закладаються відповідно до схеми розробки покладу і служать для отримання нафти і газу з верхньої частини земної кори.

Нагнітальні свердловини використовують при впливі на експлуатований пласт різних агентів (закачування води, газу і т. д.).

Спостережні свердловини бурять для контролю за розробкою покладів (змінюю тиску, положення водо- і газонафтового контактів і т. д.).

Крім того, при пошуку, розвідці й розробці нафтових і газових родовищ бурять картувальні, сейсморозвідувальні, спеціальні та інші свердловини.

2.6.3. Класифікація способів буріння

За способом впливу на гірські породи розрізняють механічне і немеханічне буріння (рис. 2.6.). При механічному бурінні буровий інструмент безпосередньо впливає на гірську породу, руйнуючи її, а при немеханічному – руйнування відбувається без прямого контакту з породою, тобто джерела впливу на неї. *Немеханічні способи* (гідравлічний, термічний, електрофізичний) знаходяться в стадії розробки і для буріння нафтових і газових свердловин у даний час не застосовуються.

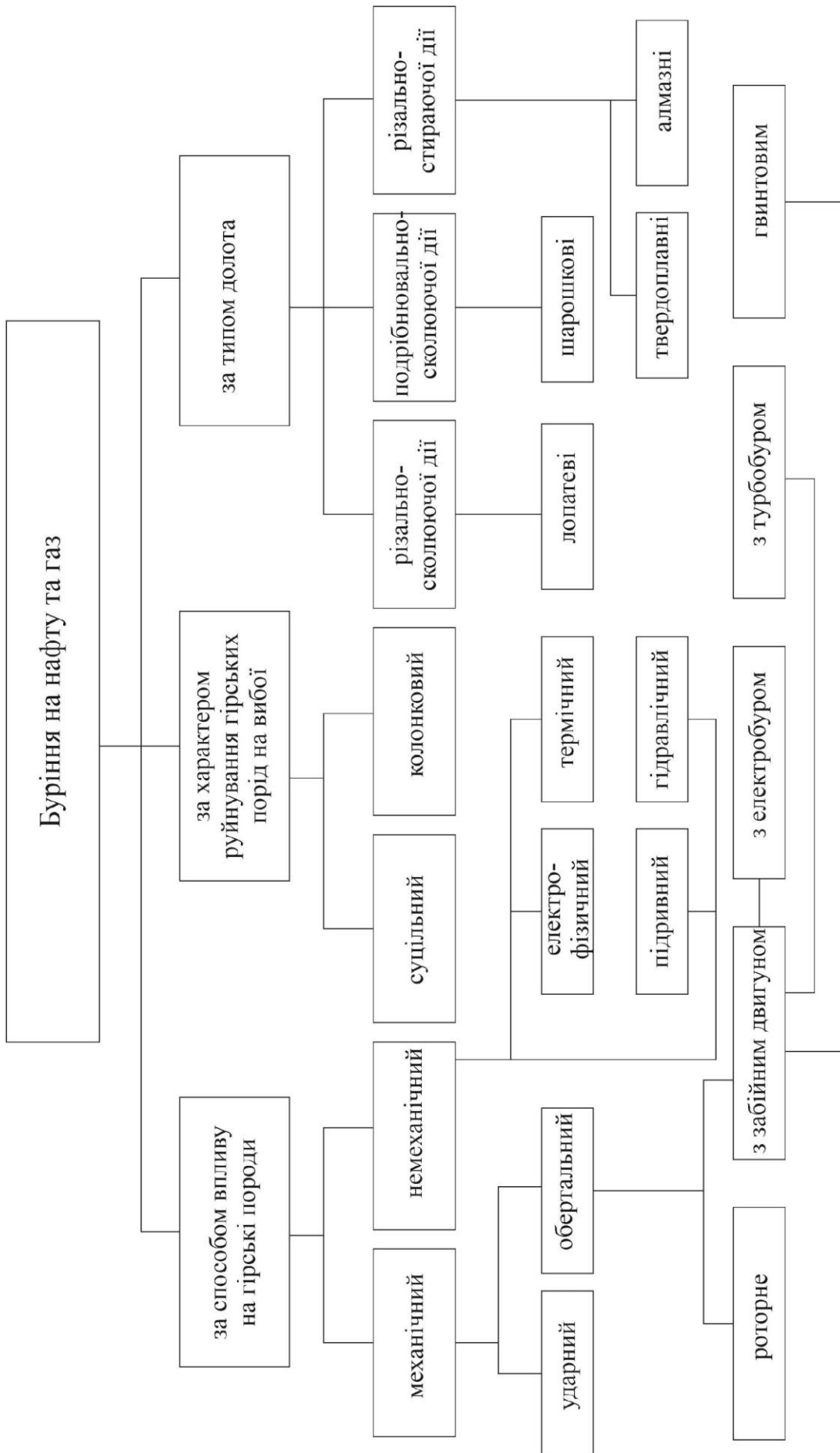


Рис. 2.6. Класифікація способів буріння свердловин на нафту і газ

Механічний спосіб буріння поділяється на ударний і обертальний. При ударному бурінні (рис. 2.7) руйнування гірських порід проводиться долотом 1, підвішеним на канаті. Буровий інструмент включає також ударну штангу 2 і канатний замок 3. Замок підвішується на канаті 4, який перекинутий через блок 5, встановлений на будь-якій щоглі (умовно не показана). Зворотно-поступальний рух бурового інструменту забезпечує буровий верстат 6.

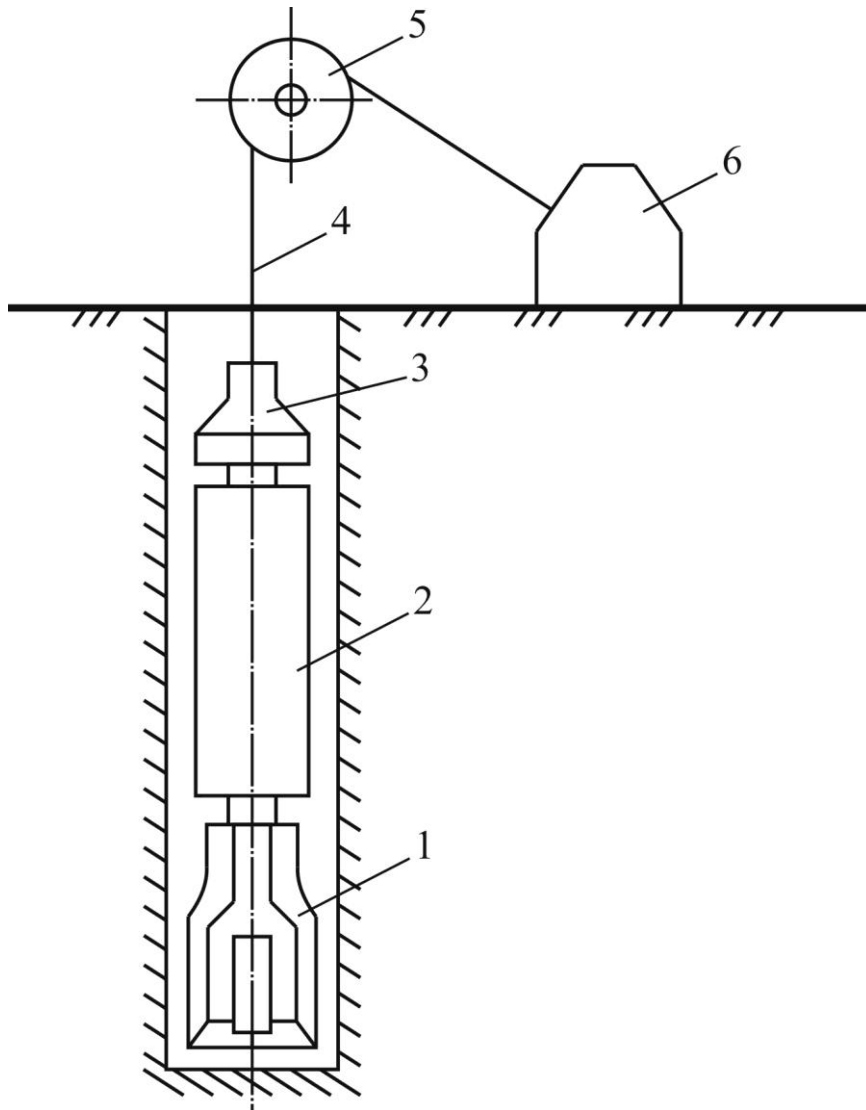


Рис. 2.7. Схема ударного буріння:

1 – долото, 2 – ударна штанга, 3 – канатний замок, 4 – канат, 5 – блок,
6 – буровий верстат

У міру поглиблення свердловини канат подовжують. Циліндричність свердловини забезпечується поворотом долота під час роботи.

Для очищення вибою від зруйнованої породи буровий інструмент періодично витягують зі свердловини, а в неї опускають желонку, схожу на довге відро з клапаном у дні. При зануренні желонки в суміш з рідини (пластової або наливається зверху) і розбурених частинок породи клапан відкривається і желонка заповнюється цією сумішшю. При підйомі желонки клапан закривається і суміш витягується наверх.

По завершенні очищення вибою в свердловину знову опускається буровий інструмент і буріння триває.

Щоб уникнути обвалення стінок свердловини, в неї спускають обсадну трубу, довжину якої нарощують у міру поглиблення вибою.

У даний час при бурінні нафтових і газових свердловин ударне буріння застосовують обмежено.

Нафтові та газові свердловини споруджуються методом *обертального буріння*. При даному способі породи дробляться не ударами, а руйнуються обертним долотом, на яке діє осьове навантаження. Крутий момент передається на долото або з поверхні від обертача (ротора) через колону бурильних труб (роторне буріння), або від вибійного двигуна (турбобура, електробура, гвинтового двигуна), встановленого безпосередньо над долотом.

Турбобур – це гідравлічна турбіна, що приводиться в обертання за допомогою промивальної рідини, нагнітається в свердловину.

Електробур являє собою електродвигун, захищений від проникнення рідини, живлення до якого подається по кабелю з поверхні.

Гвинтовий двигун – це різновид вибійної гідравлічної машини, у якій для перетворення енергії потоку промивальної рідини в механічну енергію обертального руху використаний гвинтовий механізм.

За характером руйнування гірських порід на вибої розрізняють *суцільне* і *колонкове буріння*. При *суцільному* бурінні руйнування порід проводиться по всій площі вибою. *Колонкове* буріння передбачає руйнування порід тільки по кільцю з метою вилучення керна – циліндричного зразка гірських порід по всій довжині свердловини або по її частині. За допомогою відбору керна вивчають властивості, склад і будову гірських порід, а також склад і властивості флюїду, що насичує породу.

Усі бурові **долота** поділяють на три типи:

– *різально-сколюючої дії, що руйнують породу лопатями (лопатеві долота);*

- *подрібнювально-сколюючої дії, що руйнують породу зубами, розташованими на шарошках (шарошкові долота);*
- *різально-стираючої дії, що руйнують породу алмазними зернами або твердосплавними штирями, які розташовані в торцевій частині долота (алмазні й твердосплавні долота).*

2.7. ВИДОБУТОК НАФТИ І ГАЗУ

2.7.1. Коротка історія розвитку нафтогазовидобутку

Сучасним методам видобутку нафти передували примітивні способи [43, 44]:

- збір нафти з поверхні водойм;
- обробка пісковика або вапняку, просоченого нафтою;
- витяг нафти з ям і колодязів.

Збір нафти з поверхні відкритих водойм – це, мабуть, один з найстаріших способів її видобутку. Він застосовувався в Мідії, Ассиро-Вавилонії і Сирії до нашої ери, в Сицилії в 1-му столітті нашої ери та ін. У 1858 р. на о. Челекен і в 1868 р. в Кокандському ханстві нафту збирали в канавах, влаштовуючи загату з дощок. Американські індіанці, коли виявляли нафту на поверхні озер і струмків, клали на воду ковдру, що вбирає нафту, а потім віджимали її в яку-небудь 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 і віджимали за допомогою преса. У 1819 р. у Франції нафтовмісні пласти вапняку і пісковика розроблялися шахтним способом. Здобуту породу поміщали в чан, заповнений гарячою водою. При перемішуванні на поверхню води спливала нафта, яку збирали черпаком. У 1833 – 1845 рр. на березі Азовського моря добували 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 і колодязів також відомий з давніх часів. У Кісії – стародавній області між Ассирією і Мідією – у V ст. до н. е. нафту видобували за допомогою шкіряних відер – бурдюків.

На Україні перші згадки про видобуток нафти відносять до початку XVII ст. Для цього рили "ями-копанки" глибиною 1,5 – 2 м,

куди просочувалася нафта разом з водою. Потім суміш збирали в бочки, закриті знизу пробками. Коли легша нафта спливала, пробки виймали і відстояну воду зливали. До 1840 р. глибина «копанок» досягла 6 м, а пізніше нафту стали витягувати з колодязів глибиною близько 30 м.

На Керченському і Таманському півостровах видобуток нафти з давніх часів проводився за допомогою жердини, до якої прив'язували повсть або пучок, зроблений з волосся кінського хвоста. Жердину 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 викопували яму на зразок перевернутого конуса до самого нафтового пласта. Потім з боків ями робили уступи – при середній глибині занурення конуса 9,5 м – не менше семи. Середня кількість землі, вийнятої при копанні такого колодязя становила близько 3100 м³. Далі стінки колодязів від самого дна до поверхні кріпили дерев'яним зрубом або дошками. У нижніх вінцях робили отвори для припливу нафти. Її черпали з колодязів бурдюками, які піднімалися ручним коловоротом або за допомогою коня.

У своєму звіті про поїздку на Апшеронський півострів у 1735 р. доктор І. Лерхе писав: «... у Балаханах було 52 нафтових 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). За даними академіка С. Г. Амеліна (1771 р.), глибина нафтових колодязів у Балаханах досягала 40 – 50 м, а діаметр або сторона квадрата перетину колодязя 0,7 – 1 м.

У 1803 р. Бакинський купець Касимбек спорудив два нафтових колодязя в морі на відстані 18 і 30 м від берега Бібі-Ейбата. Колодязі були захищені від води коробом із щільно збитих дощок. Нафта видобувалася з них багато років. У 1825 р. під час шторму колодязі були розбиті й затоплені водами Каспію.

При колодязному способі техніка видобутку нафти не змінювалася протягом століть. Але вже в 1835 р. чиновник гірничого відомства Фаллендорф на Тамані вперше застосував насос для відкачування нафти через опущену дерев'яну трубу. Ряд технічних удосконалень пов'язаний з ім'ям гірничого інженера Н.І. Воскобойникова. Щоб зменшити обсяг земляних робіт, він запропонував споруджувати нафтові колодязі у вигляді шахтного

стовбура, а в 1836 – 1837 рр. здійснив у Баку і Балаханах перебудову всієї системи зберігання і відпуску нафти. Але одним з головних справ його життя стало буріння першої в світі нафтової свердловини в 1848 р.

Тривалий час до видобутку нафти за допомогою буріння свердловин у нашій країні ставилися з упередженням. Вважалося, що раз перетин свердловини менше, ніж у нафтового колодязя, то і приплив нафти до свердловин істотно менше. При цьому не враховувалося, що глибина свердловин значно більша, а трудомісткість їх спорудження менша.

Свою негативну роль зіграло висловлювання академіка Г.В. Абіха, який відвідав Баку в 1864 р., про те, що буріння нафтових свердловин тут не виправдовує очікувань, і що «... як теорія, так і досвід однаково підтверджують думку про необхідність збільшення числа колодязів».

Аналогічна думка щодо буріння існувала деякий час і в США. Так, у місцевості, де Е. Дрейк пробурих свою першу нафтову свердловину, вважали, що «нафта є рідиною, що витікає краплями з вугілля, що залягає в ближніх пагорбах, що для її видобутку марно бурити землю і що єдиний спосіб її зібрати – це відрити траншеї, де вона б 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: у 1872 р. середньодобовий видобуток нафти з одного колодязя глибиною 10 – 11 м становив 816 кг, 14 – 16 м – 3081 кг, а глибиною понад 20 м – уже 11200 кг.

При експлуатації свердловин нафтопромисловці прагнули перевести їх у режим фонтанування, тому що це був найбільш легкий шлях видобутку. Перший потужний нафтовий фонтан у Балаханах вдарив у 1873 р. на ділянці Халафі. У 1878 р. великий нафтовий фонтан дала свердловина, пробурена на ділянці З.А. Тагієва в Бібі-Ейбаті. У 1887 р. 42 % нафти в Баку було видобуто фонтанним способом.

Форсований відбір нафти зі свердловин призводив до швидкого виснаження прилеглих до їх стовбура нафтоносних шарів, а інша (велика) її частина залишалася в надрах. Крім того, через відсутність достатньої кількості сховищ значні втрати нафти мали місце вже на поверхні землі. Так, у 1887 р. нафтовими фонтанами було викинуто 1088 тис. т нафти, а зібрано всього 608 тис. т. На площах навколо

фонтанів утворювалися великі нафтові озера, де в результаті випаровування губилися найбільш цінні фракції. Сама вивітрювана нафта ставала малоприсадною для переробки і її випалювали.

Видобуток нафти із свердловин, тиск у яких був недостатнім для фонтанування, проводився за допомогою циліндричних відер довжиною до 6 м. У їх дні був влаштований клапан, що відкривався при русі відра вниз і закривався під вагою витягнутої рідини під час руху відра вгору. Спосіб видобутку нафти за допомогою желонки називався тартанієм.

Перші дослідження щодо застосування глибинних насосів для видобутку нафти були проведені в США в 1865 р. У СНД цей спосіб почали застосовувати з 1876 р. Однак насоси швидко засмічувалися піском і нафтопромисловці продовжували віддавати перевагу желонці. З усіх відомих способів видобутку нафти головним залишався тартальний: у 1913 р. з його допомогою видобували 95 % усієї нафти.

Проте інженерна думка не стояла на місці. У 70-х роках XIX ст. В.Г. Шухов запропонував компресорний спосіб видобутку нафти за допомогою подачі в свердловину стисненого повітря (ерліфт). Випробувана ця технологія була в Баку тільки в 1897 р. Інший спосіб видобутку нафти – газліфт – запропонував М.М. Тихвінський у 1914 р.

Виходи природного газу з природних джерел використовувалися людиною з незапам'ятних часів. Пізніше знайшов застосування природний газ, одержуваний з колодязів і свердловин. У 1902 р. в Сураханах поблизу Баку була пробурена перша свердловина, що дала промисловий газ з глибини 207 м.

2.7.2. Етапи видобутку нафти і газу

Процес видобутку нафти і газу включає три етапи [43].

Перший – рух нафти і газу по пласту до свердловин завдяки штучно створеної різниці тисків у пласті та на вибоях свердловин. Він називається **розробкою нафтових і газових родовищ**.

Другий – рух нафти і газу від вибоїв свердловин до їх усть на поверхні. Його називають **експлуатацією нафтових і газових свердловин**.

Третій – **збір продукції свердловин і підготовка нафти і газу** до транспортування споживачам. У ході цього етапу нафта, а також супроводжуючі її попутний нафтовий газ і вода 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 природного газу від нього відокремлюються пари води, корозійно активні (сірководень) і баластні (вуглекислий газ) компоненти, а також механічні домішки.

Розробка нафтового або газового родовища – це комплекс заходів, спрямованих на забезпечення припливу нафти і газу з покладу до вибою свердловин, що передбачають з цією метою певний порядок розміщення свердловин на площі, черговість буріння і введення їх в експлуатацію, встановлення і підтримання певного режиму їх роботи, зниження технологічних втрат.

2.7.3. Сили, що діють у продуктивному пласті

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:

- напором крайових (контурних) вод;
- напором газової шапки;
- енергією розчиненого газу, що виділяється з нафти при зниженні тиску;
- енергією, яку має стисла нафта, вода і вмісні їх породи;
- силою тяжіння, що діє на рідину.

Крайові води, діючи на поверхню водонафтового контакту, створюють тиск у нафті й газі, що заповнюють пори продуктивного пласта. Аналогічну дію надає газ, що знаходиться в газовій шапці, але діє він через поверхню газонафтового контакту.

Розчинений газ, що виділився з нафти після зниження тиску, сприяє його збереженню в подальшому на деякому рівні. Всяке зменшення кількості нафти в пласті приводить до того, що цей об'єм займають бульбашки газу, і тому нафта знаходиться під дією практично незмінного тиску. Його зниження почнеться, коли виділення газу з розчиненого стану не встигатиме за відбором нафти.

Дія пружних сил нафти, води і вмісних порід проявляється так: у міру відбору нафти і газу відбувається деяке зниження пластового тиску, у результаті чого пластові флюїди і порода розширюються, сповільнюють темп його падіння.

Сила тяжіння забезпечує стікання нафти з вищих пластів у нижні, де розташовані вибої свердловин.

2.7.4. Режими роботи покладів

Залежно від джерела пластової енергії, що обумовлює переміщення нафти по пласту до свердловин, розрізняють п'ять основних режимів роботи покладів: *жорстководонапірний, пружно-водонапірний, газонапірний, розчиненого газу і гравітаційний* [44].

При жорстководонапірному режимі (рис. 2.8, а) джерелом енергії є натиск крайових та/або підшовних вод. Їх запаси постійно поповнюються за рахунок атмосферних опадів і джерел поверхневих водойм. Відмінною особливістю жорстководонапірного режиму є те, що вода, яка надходить у пласт, повністю заміщає нафту, що відбирається. Контур нафтоносності при цьому безперервно переміщається і скорочується.

Експлуатація нафтових свердловин припиняється, коли крайові води досягають вибою тих з них, які знаходяться в найбільш високих частинах пласта, і замість нафти починає видобуватися тільки вода.

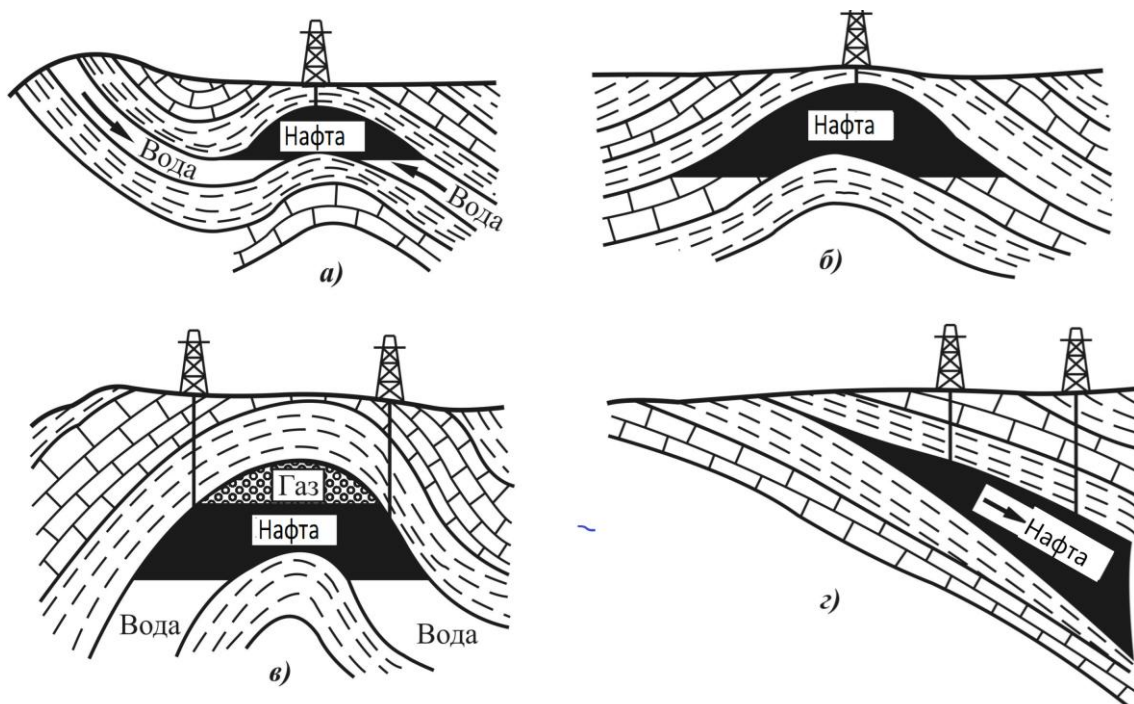


Рис. 2.8. Типи режимів нафтового пласта:

а – жорстководонапірний, б – газонапірний; в – розчиненого газу;
з – гравітаційний

На практиці завжди є ще один проміжний етап розробки нафтових родовищ, коли *одночасно з нафтою видобувається вода*. Це пов'язано з тим, що через неоднорідність пласта внаслідок проникності та порівняно високої в'язкості нафти в пластових умовах

відносно в'язкості пластової води відбувається прорив крайових та/або підшовних вод до вибою свердловин.

При *жорстководонапірному* режимі роботи нафтового покладу забезпечується *найвищий коефіцієнт нафтовіддачі пластів, що досягає 0,5 – 0,8*. Тиск у пласті настільки великий, що свердловини фонтанують. Але відбір нафти і газу не слід проводити занадто швидко, оскільки інакше темп припливу води буде відставати від темпу відбору нафти і тиск у пласті буде падати, фонтанування припиниться.

При пружно-водонапірному режимі основним джерелом пластової енергії служать пружні сили води, нафти і самих порід, стиснутих у надрах під дією гірського тиску. При даному режимі в міру вилучення нафти тиск у пласті поступово знижується. Відповідно зменшується і дебіт свердловин.

Відмінною особливістю пружно-водонапірного режиму є те, що водоносна частина пласта значно більше нафтоносною (межі водоносною частини відстоять від контуру нафтоносності більш ніж на 100 км).

Хоча розширення породи і рідини при зменшенні тиску в пласті, віднесене до одиниці об'єму, незначно при величезних об'ємах покладу і живильної її водонапірної системи, проте можливо витягти до 15 % нафти від промислових запасів.

Коефіцієнт нафтовіддачі при пружно-водонапірному режимі також може досягати 0,8.

При *газонапірному режимі* (рис. 2.8, б) джерелом енергії для витіснення нафти є тиск газу, стисненого в газовій шапці. Чим її розмір більше, тим довше знижується в ній тиск.

У родовищах, що працюють у газонапірному режимі, процес витіснення нафти газом зазвичай супроводжується гравітаційними ефектами. Газ, що виділяється з нафти, мігрує вгору, 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, їх експлуатація припиняється, тому що в іншому випадку витрачання енергії розширення газу газової шапки буде нераціональним.

Коефіцієнт нафтовіддачі пласта при газонапірному режимі становить 0,4 – 0,6.

При *режимі розчиненого газу* (рис. 2.8, в) основним джерелом пластової енергії є тиск газу, розчиненого в нафті. У міру зниження пластового тиску газ з розчиненого стану переходить у 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 обсяги нафти.

Гравітаційний режим (рис. 2.8, г) має місце в тих випадках, коли тиск у нафтовому пласті знизився до атмосферного, а наявна в ньому нафта не містить розчиненого газу. При цьому режимі нафта стікає в свердловину під дією сили тяжіння, а звідти вона відкачується механізованим способом.

Якщо в покладі нафти одночасно діють різні рушійні сили, то такий режим її роботи називається *змішаним*.

При розробці газових родовищ гравітаційний і режим розчиненого газу не використовуються.

Необхідно підкреслити, що природна пластова енергія в більшості випадків не забезпечує високих темпів і достатньої повноти відбору нафти з покладу. Це пов'язано з тим, що її витягання з пласта перешкоджає досить багато факторів, зокрема, сили тертя, сили поверхневого натягу і капілярні сили.

2.7.5. Загальна характеристика геологічної будови вугільних басейнів України

Найбільшим у країні районом видобутку кам'яного вугілля залишається *Донецький басейн*. У 1700 р. указом Петра I організовується Наказ рудних справ. При ньому в 1719 р. створюється Берг-колегія. У 1724 р. до Донбасу вирушає експедиція Г.І. Капустіна, який відкрив у 1721 р. там вугілля. Перша шахта закладена в 1795 р. в районі м. Лисичанська. На даний момент у басейні діє близько 200 шахт, майже у половині з яких видобувають високоякісне коксове вугілля. Вугленосні площі в Донбасі становлять понад 60 тис. км² і родовища вугілля цього басейну утворюють три компактних осередки: «Старий Донбас» (межі Луганської та Донецької областей), «Західний Донбас» (Дніпропетровська область) і «Південний Донбас» (південь Донецької та Луганської областей). Донецьке вугілля має високу собівартість, що пов'язано з невеликою потужністю (0,5 – 2 м) і

глибоким заляганням пластів. Глибина видобутку вугілля в басейні досягає 1400 м, проте майже 90 шахт є нерентабельними і поступово будуть закриті. Інші шахти потребують суттєвої реконструкції. Це зумовлює серйозні фінансові та соціальні проблеми, адже з вугільною промисловістю прямо чи посередньо пов'язана діяльність майже 40 % міського населення Донецької та Луганської областей. На початку 90-х рр. 20-го століття добували близько 140 млн тонн на рік. Зараз, як і в довоєнні часи, – 75 – 80 млн тонн на рік.

Львівсько-Волинський басейн був відкритий у 1912 р. геологом Г.І. Тетяєвим, а перше вугілля почали видобувати з 1954 р. Басейн розташований на території Волинської та Львівської областей і охоплює площу близько 10 тис. км². Загальні запаси вугілля тут не перевищують 1% від розвіданих в Україні, глибина залягання – 300 – 650 м, потужність пластів – 0,5 – 1,0 м, видобувають 14 (10) млн т вугілля на рік. Тут гірше (порівняно з Донбасом) і загальні показники якості вугілля, який характеризується меншим теплотворенням і вищою зольністю. Запаси вугілля невеликі, тому передбачається, що в перспективі в басейні працюватимуть тільки 2 шахти з 15 діючих. Значну частину вугілля цього басейну використовують Бурштинська і Добротвірська теплові електростанції, невелика частина його вивозиться в Білорусь. Розвиток цієї вугільної бази сприяв поліпшенню паливного балансу Західного регіону України, формуванню нових промислових комплексів, виникненню міських поселень (м. Нововолинськ, м. Красноград, м. Шахтарськ).

Основними районами видобутку бурого вугілля є **Придніпровський буровугільний басейн** (Дніпропетровська, Кіровоградська, Черкаська, Житомирська, Тернопільська та Закарпатська області). Він охоплює площу понад 100 тис. км², на якій виявлено близько 200 родовищ і проявів бурого вугілля. Середня потужність буровугільних пластів у басейні становить 4 – 5 м, досягаючи в окремих родовищах до 25 м. Переважно неглибоке залягання вугленосних нашарувань (від 10 до 150 – 200 м) дозволяє видобувати буре вугілля відкритим (кар'єрним) способом. Лише 1/3 палива на початку 90-х років тут видобувалася підземним (шахтним) способом. Запаси вугілля, яке можна видобувати відкритим способом, розподіляються в 58 родовищах. Більша частина таких родовищ знаходиться на території Кіровоградської (29), Дніпропетровської (19) та Черкаської (5) областей. За останні роки видобуток бурого вугілля складав 4,0 – 4,5 млн т.

Вугілля цього басейну не брикетують, отже, воно непридатне для транспортування на далекі відстані, до того ж характеризується високою зольністю, сірчистістю і використовується здебільшого для місцевих потреб. При вживанні сучасних технологій буре вугілля Придніпровського басейну може використовуватися і як хімічна сировина.

Таким чином, з точки зору газоносності найбільший інтерес становить Донецький вугільний басейн.

Територія Донбасу розташована в межах південної околиці Східно-Європейської платформи і сформована палеозойськими, мезозойськими і кайнозойськими відкладами. Палеозойські утворення порушені плікативними і диз'юктивними дислокаціями і перекриваються мезозойськими і кайнозойськими відкладами [33, 34].

Породи докембрію, що є фундаментом осадової товщі, виходять на поверхню в Приазовській частині Українського кристалічного масиву. На півночі та в центральній частині Донецького басейну вони занурюються на глибину до 15 км. Докембрій складений гнейсами і кристалічними сланцями з підлеглими прошарками кварцитів, мармурів і кальцифірів.

Палеозойська ера являє собою девон, карбон і пермь, залягає з кутовою незгідністю на докембрійських утвореннях.

Мезозойська ера складена всіма трьома системами – тріасовою, юрською і крейдяною.

Кайнозойська ера являє собою палеогенову, неогенову і четвертинну системи.

Магматичні утворення палеозойського і палеозой-мезозойського віків зосереджені в широкій смузі, яка розташовується в південній частині фаятона, уздовж зони зчленування Донбасу з Приазовським кристалічним масивом. Крім того, магматичні породи відомі в брекчіях солянокупольних Бахмутських структур і в західній частині Нагольного кряжу.

За петрографічним складом і часом формування вивержені породи об'єднуються в магматичні комплекси (Приазовський, Покрово-Кіреєвський, Південно-Донбаський, андезит-трахіандезитовий, Міуський).

Донецьке складчасте спорудження (ДСС) є невід'ємною складовою частиною великої пізньопалеозойської геотектонічної структури Доно-Дніпровського прогину (або «прогин великого Донбасу»), який простягається в субширотному західному і

північно-західному напрямках від р. Дон до Білоруського масиву (Поліського валу). Він включає в себе Донецький басейн, Дніпровсько-Донецьку западину (ДДЗ) і Прип'ятський (Мозорський) прогин, укладені між двома піднятими брилами фундаменту платформи – Українським (УКМ) і Воронежським кристалічними масивами.

Донецьке складчасте спорудження складають чотири структурні поверхи: докембричний, палеозойський, мезозойський і кайнозойський [10, 33].

Гідрогеологія описуваної площі складна і різноманітна. Розрізняють 6 гідрогеологічних файтонів:

- північний;
- північно-західний;
- західний;
- Бахмутсько-Горецький;
- центральний;
- південно-західний.

Кожен файтон має свою мережу басейнів тріщинно-пластових вод і різний хімічний склад підземних вод.

Геотермічне поле вугленосних відкладів Донбасу відрізняється надзвичайно високою мінливістю і неоднорідністю. Це проявляється в змінах геотермічних показників: температура, геометричний градієнт, геотермічний ступінь.

При цьому геотермічний градієнт може істотно змінюватися у вертикальному розрізі з глибиною в кожній конкретній точці вимірювань, а також за площею як у межах великих структур басейну, так і в межах окремих ділянок і шахтних полів. Все це призводить до того, що заміряні температури на одних і тих же глибинах на різних територіях можуть відрізнятися в 1,5 – 2 рази.

У цілому ж геометричний градієнт у вугленосній товщі Донбасу змінюється від 0,1 до 4,4 °С/1000 м, що визначається комплексним впливом різних геологічних факторів, головними з яких є такі: особливості тектонічної будови площ; відмінності теплофізичних властивостей гірських порід і ступінь їх постдіагенетичних перетворень; глибина залягання і температура нагріву кристалічної основи.

Уся осадова свита карбону від C_1^2 до C_3^3 у тій чи іншій мірі вугленосна і містить більше 300 пластів і пропластків вугілля, з яких 160 досягають кондиційної потужності. При чому останні поширені

нерівномірно і віднесені, головним чином, до 2-х товщ: свити $C_2^3 - C_2^7$ середнього карбону і свити C_1^3 нижнього карбону.

Продуктивні пласти складені в основному *гумосовим вугіллям*, сапроживі та мептобіолітові різниці вугілля зустрічаються у вигляді окремих лінз і прошарків. Значну частину вугілля української частини Донбасу складають коксівне вугілля марок Г, Ж, К і ОС.

Безперервна міграція до поверхні глибинних газів, що супроводжується більш-менш активним рухом підземних вод, закономірно призводить до утворення в вугільних товщах вертикальної газової та пов'язаної з нею гідродинамічної зональності. Г.Д. Лідін виділив чотири, а А.І. Кравцов – п'ять геохімічних зон газів: *азотно-кислих, вуглекисло-азотних, метаново-азотних, азотно-метанових і метанових*.

Однак найбільший практичний сенс як для прогнозування, так і для експлуатації вугільних родовищ має виділення *двох* основних зон: *неметанових* (з переважанням азоту, вуглекислоти) і *метанових* (вуглеводневих) газів. Для антрацитів ще додається *зона вуглекислих* газів.

У цілому ж *природні гази* вугленосних відкладів являють собою багатокомпонентні суміші граничних вуглеводнів виду C_nH_{2n+2} і неуглеводневих сполук: азоту, вуглекислого газу, сірководню, інертних газів (He, Ar), водню, рідко – парів ртуті. Поза зоною газового вивітрювання вони являють собою в основному метан (вміст 70 – 99%), важкі вуглеводні (15 – 20%), азот (до 25 – 30%) і вуглекислий газ (до 1,5 – 2,0%).

Нижче наведена коротка фізико-хімічна характеристика природних газів.

Метан (CH_4). Вміст метану в складі газів вугленосних товщ змінюється від 0 до 100 %, зростаючи зі збільшенням глибини. Генетично метан пов'язаний з вугільними пластами і розсіяною у вмісних породах органічною речовиною, будучи в основному продуктом метаморфізму вугілля.

У метаморфічному ряду вугілля сорбційна метаноємність безперервно зростає і досягає максимальних значень в антрацитах. Однак природна метаноносність вугільних пластів рівномірно збільшується, досягаючи в антрацитів $40 \text{ м}^3/\text{т}$ горючої маси, потім у високометаморфізованих антрацитах вона різко знижується практично до нуля. Вивчення розподілу метану в кам'яновугільних пластах залежно від глибини залягання показує, що нижче зони газового

вивітрювання спостерігається наростання природної газоносності, а зі збільшенням глибини темп наростання загасає.

У Донецькому басейні в перехідній зоні від антрацитів до високометаморфізованих антрацитів у міру поглиблення в надра басейну спочатку простежується нормальна газова зональність, потім метаноносність збільшується до якоїсь глибини, після чого починає зменшуватися аж до повної відсутності в них метану.

Розподіл метану у вмісних породах вугільних родовищ вивчено недостатньо. Однак досвід розробки вугільних родовищ показує наявність іноді величезних скупчень цього газу в породах-колекторах. Газоносність порід визначається вугленосністю родовищ як джерелом утворення метану, а також пористістю і тріщинуватістю порід, а наявність газонепроникних горизонтів сприяє утворенню скупчень газу. Зі збільшенням глибини розробки кам'яновугільних родовищ слід очікувати зростання газоносності порід в основному за рахунок збільшення газового тиску.

Метан з повітрям утворює горючі та вибухові суміші. Суміш із вмістом метану від 0 до 5 – 6% може горіти близько джерела високої температури, від 5 – 6 до 14 – 16% – вибухає (максимальна сила вибуху при 9,5% CH₄), понад 14 – 16% – горить при припливі кисню ззовні; зниження при цьому концентрації метану може призвести до вибуху.

Температура займання метану знаходиться в межах 670 – 750 °С. Однак вона може бути значно вище і нижче зазначених меж залежно від роду і способу займання, вмісту CH₄ в повітрі та домішок інших газів.

Азот (N₂). Вміст азоту змінюється в широких межах – від 0 до 100 %, закономірно зменшуючись зі збільшенням глибини. Але азотні гази в вугіллі зустрічаються лише в одиничних випадках. Азот в основному має атмосферне походження, на що вказує як характер його походження, так і відношення аргону до азоту, близьке або таке, що дорівнює атмосферному,

$$\frac{A_{\Gamma} \cdot 100\%}{N_2} = 1,18\% .$$

Вуглекислий газ (CO₂). Вміст вуглекислого газу коливається від 0 до 80 – 90 %. Вуглекислий газ утворюється в результаті біохімічних і окиснювальних процесів перетворення органічної речовини вугілля, привнесу його інфільтраційними водами, у деяких випадках він може мати глибиннометаморфогенне походження.

Важкі вуглеводні (C_nH_{2n+2}) у складі природних газів вугільних пластів являють собою в основному етан і пропан, рідше бутан, максимальний вміст яких віднесений відповідно до вугілля марок Ж і К. Важкі вуглеводні виявляються в вугільних пластах, як правило, значно нижче зони газового вивітрювання. Зі зростанням глибини в деяких басейнах спостерігається збільшення важких вуглеводнів.

Походження важких вуглеводнів у газах вугільних родовищ пов'язане з процесами метаморфізму вугільної речовини. У ряді випадків важкі вуглеводні можуть проникати також у вугленосні товщі з нафтогазових покладів.

Важкі вуглеводні в суміші з повітрям також утворюють горючі й вибухові суміші, але межі їх вибуховості нижчі, ніж у метану. **Етан** утворює з повітрям вибухові суміші, коли його вміст знаходиться в межах від 3,2 до 12,5 %, **пропан** – від 2,4 до 9,5 %, **бутан** – від 1,9 до 8,4 %.

Водень (H_2) зазвичай зустрічається у вигляді незначних домішок, проте в окремих випадках його вміст у природних вугільних газах досягає 40 – 50% і більше, але зазвичай при незначному кількісному вмісті. Водень поширений не повсюдно. Походження водню багато в чому залишається неясним; він може бути пов'язаний з біохімічними процесами перетворення рослинної речовини в вугілля, з метаморфізмом вугілля, з проникненням з магматичних вогнищ (ювенільний). При дослідженнях необхідно враховувати, що водень може утворюватися в процесі лабораторної обробки проб.

Суміші водню з повітрям є вибуховими при вмісті H_2 від 4,1 до 74 %.

При наявності важких вуглеводнів і водню в рудниковому повітрі значно зменшується температура спалаху суміші метану з повітрям (на $100 - 150^\circ$), збільшується сила вибуху, прискорюється поширення полум'я, послаблюється дуже важлива властивість суміші метану з повітрям – запалюватися з деяким запізненням, а також розширюється діапазон вибухонебезпечних концентрацій.

Нижня межа вибухової суміші метану та інших горючих газів з повітрям нормального складу для звичайних у шахтах температур і тисків може бути підрахована за формулою (в %)

$$x = \frac{100}{\frac{P_1}{N_1} + \frac{P_2}{N_2} + \dots + \frac{P_n}{N_n}},$$

де P_1, P_2, \dots, P_n – вміст кожного з горючих компонентів суміші, %, за обсягом ($P_1 + P_2 + \dots + P_n = 100\%$); N_1, N_2, \dots, N_n – нижні межі вибуховості кожного компонента.

Оксид вуглецю (CO) зустрічається дуже рідко, походження його не з'ясовано.

Сірководень (H_2S) утворюється в результаті реакції взаємодії сульфатних вод з метаном (десульфуризація), можливо за участю бактерій. Утворення сірководню могло відбуватися в значних обсягах при формуванні вугілля, однак з огляду на підвищену розчинність його у воді він міститься у вугільних газах у малих кількостях.

Сірчистий газ (SO_2) зустрічається у вигляді гніздоподібних скупчень. Генезис його не ясний.

Рідкісні гази (He, Ne, Ar, Kr, Xe), за винятком гелію, який має радіоактивне походження, зустрічаються, як правило, у постійних співвідношеннях з азотом, що відповідає їх вмісту в повітрі. Це є доказом атмосферного походження цих газів.

Ці гази при вмісті їх у рудниковій атмосфері в кількостях, що перевищують допустимі норми, негативно впливають на умови підземної розробки вугільних родовищ. Особливу небезпеку у вугільних шахтах становлять великі кількості метану, який у з'єднанні з повітрям утворює вибухонебезпечну суміш.

Необхідно передбачати подальше вивчення компонентного складу газів вугільних родовищ і накопичення даних про умови поширення і закономірності їх утворення в вугленосній товщі. При цьому особлива увага повинна бути приділена вивченню водню, вуглекислого газу і важких вуглеводневих газів.

У стандартних умовах (0,1 МПа і 20 °С) вуглеводні від метану до бутану є газами. У пластових умовах пентан і вищі можуть перебувати в розчиненому стані в газах. При зниженні тиску і температури вони виділяються у вигляді рідкої фази – **конденсату**. У міру віддалення від поверхні метанової зони на більшій частині вугільних родовищ спостерігається інтенсивне зростання вмісту метану – від 70 до 90 – 95 %, при подальшому поглибленні його вміст стає меншим – 80 – 85 % за рахунок зростання частки **важких вуглеводнів** (ВВ). У ряді родовищ (Південний Донбас, шахти «Жовтневий рудник», ім. А.Ф. Засядько, «Комсомолец» та ін.) обважнення вуглеводнів на глибинах 1000 – 1300 м доходить до появи рідких вуглеводнів типу **легких нафт і газоконденсатів** [8, 33, 34].

Концентрація азоту і вуглекислоти в природній газовій суміші з глибиною зазвичай зменшується. Підвищені концентрації гелію пов'язані із зонами неглибокого залягання кристалічного фундаменту і великого довгоживучого розлому, водню – з порушеними зонами і проявом магматизму.

Сучасна теорія газоносності вугленосних відкладів являє собою дві складові: *гази власне вугленосних товщ* і *гази міграційні*, привнесені в вугленосні відклади з кристалічної основи і більш глибоких зон Землі.

2.7.6. Форми знаходження газів у вугільних пластах і вмісних породах

Природні гази вугільних басейнів і родовищ можуть перебувати в *сорбованому, водорозчинному і вільному станах* [33].

У *сорбованому* вигляді знаходяться гази вугільних пластів і пропластків, високовуглистих порід, розсіяної і концентрованої органіки порід, а також гази глинистих порід (аргеліти). Частка сорбованого газу в вугіллі та вуглистих породах може досягати 90 – 95 %.

Водорозчинні гази (у зв'язку з високою гідрофільністю вугілля) знаходяться в пористих, поверхневих або тріщинуватих породах з малим вмістом (5 – 10 %) розсіяної вуглистої речовини.

Вільні вуглеводневі гази (ВВГ) у великій кількості знаходяться в малометаморфізованому вугіллі, збагаченому мікрокомпонентами групи фюзиніту (до 20%).

Вони містяться в пастках різних типів, являють собою найбільшу небезпеку для вугільних шахт басейну і власне є найбільш пріоритетним завданням геології газів вугільних родовищ. Розкриття даних скупчень гірничими виробками призводить до катастрофічних аварій і, найчастіше, до загибелі людей. Проте вони є цінною енергетичною сировиною.

За *умовами поховання та міграції* природні гази вуглевмісних порід поділяють на *розсіяні* та *мобільні* (рухливі).

Розсіяні малорухливі гази знаходяться в породах зі зниженими фільтраційними властивостями, досить міцно утримуються в поровому просторі порід *капілярними силами* і *гідростатичним тиском*. При розкритті шахтами вони поступово і тривало виділяються в гірничі виробки.

Мобільні гази поширені в пластових і пластово-тріщинних водах, активно циркулюючих у проникних зонах. Гранична насиченість неуглистих порід цими газами становить 0,1 – 0,4 м³/т.

Прогнозні ресурси вуглеводневих газів у вільних скупченнях вугленосних відкладів української частини Донбасу становлять близько 150 млрд м³.

У цілому ж у Донбасі прояв самостійних типів пасток зустрічається досить рідко, найчастіше ми маємо справу з комбінованими пастками, утворення яких обумовлено дією різних геологічних факторів: структурно-тектонічних, літолого-структурних та ін.

Геологорозвідувальні та дегазаційні роботи показали, що в умовах літологічних і гідродинамічних пасток великих монокліналій прогнозні ресурси вуглеводнів складають перші сотні мільярдів метрів кубічних, але на даному етапі технічного розвитку вони належать до важких полів. Розташовуються вони в широкому інтервалі глибин – від 220 до 1800 м і мають пластові тиски на рівні гідростатичних. Замірні дебіти відповідно до свердловин, що розкрили ці поклади, змінюються від 0,5 до 50 тис. м³/добу.

Вуглеводневі гази цих покладів можуть бути вилучені й використані після застосування методів інтенсифікації газовидобутку в свердловині або в ході підробітку шахтами.

Дуже актуальним стало проведення спеціалізованих робіт для оконтурювання й оцінки скупчень газів на перспективних площах з подальшим попереднім витяганням і утилізацією вуглеводнів до початку ведення гірничих робіт.

2.7.7. Газова зональність

Процес формування вугленосних відкладів супроводжувався утворенням горючих газів при метаморфізмі вугілля і видаленням їх з товщ вугільних родовищ за рахунок міграції до поверхні. Поряд з цими процесами мав місце зустрічний рух атмосферних газів на глибину. Подібне переміщення газів привело до закономірного розподілу атмосферних і метаморфічних газів, яке проявилось у вигляді газової зональності (табл. 2.1). Газові зони по вертикалі поступово змінюють одна одну. Кожна газова зона характеризується певним співвідношенням основних газових компонентів – метану, азоту і вуглекислого газу. Ближче до поверхні зазвичай розвинені зони, що характеризують газове вивітрювання і деметанізацію. У цих

зонах пласти вугілля і вугленосні відклади не містять метану і збагачені вуглекислим газом і азотом: у міру поглиблення кількість метану зростає, у метановій зоні він стає переважаючим компонентом [11, 23, 24, 28].

Сучасна природна метаноносність вугільних пластів є залишковою. Значна частина метану, що утворився головним чином на ранніх стадіях формування родовища, не збереглася.

Типова зональність розподілу газів у межах вугільних родовищ простежується не завжди чітко. Потужність окремих газових зон по вертикалі коливається від 0 до десятків і навіть сотень метрів.

Верхні газові зони, що об'єднуються зоною газового вивітрювання, можуть бути відсутніми в районах розвитку покривних відкладів, що перекривають вугленосну товщу, а також у районах багаторічної мерзлоти і у випадках інтенсивної міграції горючих газів з глибоких горизонтів або з нафтових покладів.

2.7.8. Ресурсна база вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Донбасу

Донбас є *гетерогенним утворенням*, що включає в себе центральну частину – Донецьке складчасте спорудження та окраїнні частини: Північний Донбас, Західний Донбас, Бахмутську і Кальміус-Торецьку структуру. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) і Донбас у відрізок геологічного часу від нижнього карбону до ранньої пермі мали єдиний тектонічний режим, що визначило накопичення однотипних осадових товщ і пов'язаних з ними вугілля, газоподібних і в меншій мірі рідких вуглеводнів [33, 34].

У розрізі Донбасу переважають відклади карбону (понад 70 %). Постійним фактором вугленосних товщ Донбасу, що серйозно ускладнює розробку його вугільних пластів, є газоносність вугілля (від 5 до 45 м³/т) і порід (0,3 – 4 м³/т і більше), з чим пов'язані регіональний розвиток інтенсивних газопроявів і фонтанів у свердловинах, висока газовість шахт, суфляри, викиди та аварії в гірничих виробках. Максимуми цих процесів, як і промислова нафтогазоносність ДДЗ, віднесені до найбільш вугленасичених світів С₂³ і С₂⁵ – С₂⁷. У міжнадвітовій зоні Північного Донбасу розробляється ряд дрібних газових родовищ. Усе це дозволяє розглядати Донбас як східну окраїну Східно-українського газового басейну. Вважається встановленим, що саме вугленосні відклади мають надзвичайне значення для переважного *газоутворення і газонакопичення*.

Таблиця 2.1

Газова зональність вугленосних відкладів

Зони (зверху вниз)	Хімічний склад і вміст основних газів у вугільних пластах					Відносна метановість гірських виробок, м ³ /т видобутку вугілля	Хімічний склад підземних вод	
	N ₂ , %	CH ₄ , %	CH ₄ , м ³ /т вугілля	CO ₂ , %	CO ₂ , м ³ /т вугілля			
Газове вивітрювання	Азотно-вуглекислих газів	0 – 5	–	–	50 – 100	До 2,0	Не газова	Гідрокарбонатно-магнієво-кальцієва
	Вуглекисло-азотних газів	50 – 100	–	–	0 – 50	До 1,0	Не газова	Гідрокарбонатно-кальцієва і сульфатно-гідрокарбонатно-натрієво-кальцієва
Метано-азотних газів	50 – 100	0 – 50	До 1,0	0 – 20	До 0,5	До 1,0	Гідрокарбонатно-сульфатно-натрієва і гідрокарбонатно-натрієво-кальцієва	
Азотно-метанових газів	20 – 50	50 – 80	2,0 – 5,0	0 – 20	До 0,5	2,0 – 3,0	Гідрокарбонатно-кальцієво-натрієва	
Метанових газів	0 – 20	80 – 100	Більше 5,0	0 – 5	До 0,5	Більше 3,0	Гідрокарбонатно-натрієва, гідрокарбонатно-хлоридно-натрієва і хлоридно-натрієва	

У межах Донбасу в регіональному плані поширені газонасні, вуглегазонасні, газувугленосні та вугленосні зони.

Газонасна зона включає Бахмутську і Кальміус-Торецьку улоговини, у яких відклади карбону залягають під соленосними утвореннями нижньої пермі.

До **вугленосної зони** віднесено райони Донбасу від довгополум'яних до худих марок включно (у Старобільському вугленосному районі розташовано 9 газових родовищ).

Газовугленосна зона поширена у відкладах карбону з напівантрацитовим і антрацитовим вугіллям – свити $C_2^6 - C_2^5$, а свити $C_2^4 - C_2^3$ – це вугленосна зона. У цих районах вугілля мають підвищену і максимальну для Донбасу метанонасність, а вмісні породи досить щільні, низькопорові та характеризуються низькою газонасністю.

Метанові гази сухі, важкі вуглеводні в них, як правило, відсутні. Газовість шахт по метану досягає 100 – 143 м³/т добового видобутку вугілля. В антрацитах більше 90 % газу знаходиться в сорбованому стані, тому тут економічно виправдана тільки дегазація відпрацьованих просторів шахт свердловинами, пробуреними з гірничих виробок або з поверхні.

Різні умови знаходження вуглеводневих газів – у вугільних пластах і вуглистих породах у сорбованому стані, у пористих або тріщинуватих породах у вільному стані (у розсіяному вигляді або в скупченнях), в обводнених породах у вигляді розчинених газів – зумовлюють різний підхід до оцінки їх ресурсів. Визначення прогнозних ресурсів газів як у вугільних пластах, так і вільних газів у скупченнях здійснювалося в межах глибин оцінки прогнозних ресурсів та підрахунку запасів вугілля, тобто до глибини 1800 м.

Основні роботи з оцінки ресурсів газу виконані УкрНДІгаз до 1989 р.

У промислово-економічному відношенні Донецька і Луганська області є як основними регіонами видобутку високоякісного вугілля, так і регіонами, надра яких багаті природним газом.

Перспективним в освоєнні газів є також Павлоградсько-Петропавлівський район Дніпропетровської області.

У табл. 2.2 наведено об'єм та густину ресурсів вуглеводневих газів (ВВГ) у геолого-промислових районах Донбасу.

До перспективної території віднесено 12 геолого-промислових районів площею 16 тис. км², розташованих у Донецькій та Луганській областях.

Таблиця 2.2

Об'єм і густина ресурсів вуглеводневих газів у геолого-промислових районах Донбасу.

Геолого-промисло- вий район	ВВГ у вугільних пластах		ВВГ вугільних скупчень у породах	
	Ресурси, млрд м ³	Густина, млн м ³ /км ²	Ресурси, млрд м ³	Густина, млн м ³ /км ²
Західний Донбас, Дніпропетровська область				
Павлоградсько- Петропавлівський	31	12	0,4	0,6
Південно-Західний Донбас, Донецька область				
Покровський	120	171	26,7	38,0
Покровсько- Західний	67	96	5,1	7,2
Південно- Донбаський	35	53	10,6	16,6
Донецько- Макіївський	172	54	48,3	24,1
Центральний	72	133	2,9	4,8
Торезько- Сніжнянський	142	172	–	–
Північно-Західний Донбас, Луганська область				
Мар'ївський	48	84	5,7	19,8
Алмазний	70	92	2,7	8,0
Луганський	40	43	13,5	14,6
Селезнівський	103	152	1,5	2,2
Лисичанський	42	142	23,5	48,0
Краснодонський	66,5	55	9,2	29,7
Ореховський	9	8	–	–
Баково- Хрустальний	61	40	–	–
	1078,5		150,1	11,4

Початкові потенційні обсяги вільних скупчень газу, підраховані об'ємно-генетичним методом, становлять 250 млрд м³.

Найбільш перспективними вважаються Лисичанський, Луганський, Мар'ївський і Краснодонський геолого-промислові райони (ГПР) Півночі-Західного Донбасу і Донецько-Макіївський,

Червоноармійський і Південно-Донбаський ГПР Південно-Західного Донбасу.

У Південно-Західному і Північно-Західному Донбасі виділяється близько 20 перспективних ділянок і площ, газоносність порід яких підтверджується даними випробувачів пластів, інтенсивними газодинамічними процесами і газообільністю вугілля в свердловинах і шахтах. Структурні особливості пасток картуються за даними розвідувальних свердловин на вугілля, пробурених по щільній сітці.

Поклади багатопластові (від 2 до 8 продуктивних горизонтів), структурні склепінні, тектонічно і літологічно обмежені, гідродинамічні. Площі газоносності змінюються від 3 до 40 м, відкрита пористість знаходиться у межах від 6 до 16 %. Пластовий тиск, за даними випробувань на трубах і одиничних гідродинамічних досліджень на режимах (УкрНДГаз), трохи нижче або на рівні гідростатичному. Середня газонасиченість порід $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$.

Запаси газу в окремих покладах змінюються від 0,1 до 1,5 млрд м^3 , а в цілому по площі досягають 3 – 5 млрд м^3 . При середній глибині свердловин 1000 – 1200 м дебіти в свердловинах будуть змінюватися від 1 – 4 до 5 – 10 тис. м^3 на добу і більше. Слід урахувати, що вугільні пласти при відповідній технології проходки та освоєння свердловин здатні віддавати газ, що знаходиться в них. Це збільшить наведені цифри запасів і дебітів приблизно в 2 – 3 рази.

У період 1998 – 2002 рр. виконано локальний прогноз скупчень вільних газів, що дозволило оцінити потенціал природних скупчень вільного газу в породах-колекторах.

Так, прогнозні запаси, зроблені відповідно до північно-західної частини Донбасу, перевищують близько 200 млрд м^3 , а відповідно до південно-західної зони в цілому за категорією C_3 складають близько 200 млрд м^3 .

Потенційні об'єкти для видобутку газу в Донбасі [33]

Природні скупчення вільного газу в породах-колекторах. У Донбасі виявлено цілий ряд невеликих родовищ природного газу, розташованих у порових колекторах усередині вугленосної товщі. Відмінні їх риси: багатоповерховість (2 – 3 і більше газоносних поверхів), висока якість газу, різний пластовий тиск (близький до гідростатичного) наявність газоводяного контакту. Запаси газу коливаються в межах від десятків млн м^3 до декількох млрд м^3 . Джерела газу такого типу є традиційними, облаштовуються як звичайні газові родовища і служать для централізованого

газопостачання. Однак, як показали події останніх років, прориви газу зі скупчень подібного типу в гірничі виробки призвели до ряду великих аварій.

Вуглеводневі гази структурних, структурно-тектонічних та інших покладів. Вони розташовуються на ділянках, де гірничі роботи не проводяться, продуктивні горизонти середнього і нижнього карбону залягають на глибинах 2,5 – 3 км. Перспективними за газоносністю є такі геолого-промислові райони: Лисичанський, Мар'ївський, Луганський, Краснодонський. Виявлено також цілий ряд геологічних утворень, які вимагають подальшого вивчення.

Вільні скупчення газів знаходяться у породах занурених ділянок вугільних родовищ, розташованих у бортових (і центральних) частинах Бахмутського та Кальміус-Торецького котлованів.

Для оцінки запасів газу рекомендується проведення пошуково-розвідувальних робіт на таких ділянках:

– Калиново-Олександрівська синкліналь – глибина буріння 3,0 – 4,0 км, мінімальний обсяг запасів за категорією C_3 – близько 65 млрд m^3 ; за категорією Д – 200 млрд m^3 ;

– Червоноармійська монокліналь – південно-західне крило Кальміус-Торецького котловану – глибина проектних свердловин 1,0 – 3,0 км;

– південно-східне замикання Кальміус-Торецької западини – глибина буріння 2,0 – 3,2 км;

– Дружківсько-Костянтинівська антикліналь – прогнозно-продуктивні горизонти C_3^1 – C_2^5 , глибина буріння до 1500 м;

– Краматорсько-Часов'ярська синкліналь – передбачувані запаси газу понад 100 млрд m^3 , глибина буріння 5,0 – 5,5 км.

Скупчення малорухливих газів усередині вугленосної товщі.

Для Донбасу, точно також як і для інших басейнів світу, чітко виражена природна газова зональність: нижче зони газового вивітрювання розташована перехідна газоводонасичена зона, яка змінюється глибинною зоною поширення вуглеводневих газів. Межі цих зон відповідно до площі та глибини добре вивчені. У даний час глибина видобутку вугілля в Донбасі перевищує 700 м і більшість шахт ведуть гірничі роботи в перехідній і газовій зонах. У першій зоні вугільні пласти газонасичені й не містять води, а в породах-колекторах присутні як вода, так і газ у вільному і водорозчинному станах. У газовій зоні пластові води відсутні, волога тут міститься в газі в пароподібному стані та у вигляді невеликих ізольованих скупчень у

породах. Це зона поширення малорухливих вуглеводневих газів, яка характеризується зниженим (порівняно з гідростатичним) тиском, низькими колекторськими властивостями порід, а отже, малим дебітом газу навіть при розтині свердловиною великих газонасичених інтервалів. Дебіт свердловин тут становить не більше 1 – 2 тис. м² газу на добу при швидкому загасанні припливу в часі. Малорухливі гази вугільних пластів (потужністю в середньому до 1,0 – 1,5 м) і вмісних їх порід пов'язані з ділянками діючих шахт. Загальні прогнозні запаси сорбованих газів досягають 1,1 трлн м³ (підраховані до глибини 1800 м).

На даний час розроблена методика видобутку газу в цих умовах за допомогою дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні безпосередньо перед проходкою гірничих виробок, а також з уже відпрацьованого простору. Це дає можливість зробити певний внесок у структуру місцевого забезпечення, а також, що дуже важливо, вирішувати питання безпеки підземних робіт та охорони навколишнього середовища.

Техногенні скупчення газу в зонах розробки вугленосної товщі

Цей тип покладів утворився за рахунок перерозподілу малорухливого газу вугленосної товщі при її розробці шахтами. Значні ресурси газу (до 2 – 3 млрд м³ в окремих покладах), високі фільтраційні властивості колекторів, малі глибини залягання і велика потужність поверху газонасиченості роблять скупчення цього типу дуже перспективними для промислової експлуатації шляхом буріння дегазаційних свердловин з поверхні. Дебіт газу щодо окремих свердловин досягає 20 – 30 тис. м³ на добу. Практично на всіх діючих висококатегорійних шахтах доцільно організувати видобуток газу з подібного роду скупчень бурінням дегазаційних свердловин.

Гази підземної дегазації і вивітрювання

У Донбасі існує постійна проблема виділення метану у вугільних шахтах. Середній вміст газу тут становить 10 – 20 м³/т вугілля (у Краснодонському районі на ряді шахт вміст метану в тонні вугілля становить 150 – 160 м³).

При видобутку газу ведеться підземна дегазація гірничих виробок шляхом буріння дегазаційних свердловин і вилучення газу на поверхню. Склад газу, що видобувається в умовах технологічних особливостей, розбавлений повітрям (вміст метану змінюється в межах 15 – 65%). Для освоєння цього газу промисловими газогенераторними установками необхідно застосувати нові

технологічні рішення. Вирішення технічного питання використання газу зі змінним вмістом метану мотогазогенераторами дозволить утилізувати весь газ.

Значний обсяг газу (до 1,0 трлн м³ у перерахунку на чистий метан) видаляється із шахт шляхом вивітрювання. У вентиляційному потоці вміст метану не перевищує 1,5 %.

Розробка ефективних технологічних рішень, що дозволяють поєднувати переваги дегазаційних і газодобувних заходів, є найбільш важливим у даний час і дозволить різко збільшити обсяг утилізації газу на шахтних полях і захистити від забруднення навколишнє середовище.

Наведені форми знаходження метану в розрізі газовугленосних товщ Донбасу можуть служити основою для створення галузі видобутку природного газу у вугільному басейні.

Загальні потенційні запаси газу (категорій С і Д) наведені в табл. 2.3 [33].

Таблиця 2.3

Попередній підрахунок потенційних запасів газу Донбасу

Ділянка	Тип пастки	Страто- вий рівень	Інтервали підрахунку ресурсів, м	Потенційні ресурси газу (категорія С ₃), млн м ³
1	2	3	4	5
Сентяновська	Органогенні споруди	$C_1^3 - C_1^4$	1800 – 2800	30139
	Перехресно-насувні	C_2^2	1200 – 2000	10582
	Перехресно-насувні	C_2^3	1200 – 2000	7490
	Склепінні, тектонічно і літологічно екрановані, а також зони розуцільнення	$C_1^3 - PCm$	4200 – 4500	10555
Матросько-Тошківська	Перехресно-насувні	$C_2^2 - C_2^3$	1200 – 2000	82465
Томашевська	Склепінні, тектонічно екрановані	$C_2^1 - C_2^3$	0 – 650	997
У цілому по Північному Донбасу				142228
Нікольська	Гідродинамічна	$C_2^7 - C_3^3$	1000 – 3000	6250
	Склепінна	C_2^3	2500 – 2600	2375
Райська	Гідродинамічна	$C_2^7 - C_3^1$	1000 – 3000	5000
	Зони розуцільнення	$C_2^1 - C_2^6$	2000 – 2800	114420
Чайківська	Зони розуцільнення	$C_2^5 - C_2^7$	400 – 1400	2764

Продовження табл. 2.3.

1	2	3	4	5
Калиново-Олександрівська	Гідродинамічна	P ₁	2200 – 4200	66493
Дружківсько-Костянтинівська	Склепінна	C ₃ ¹ – C ₂ ⁵	130 – 1500	2200
У цілому по Південному Донбасу				199502
У цілому по Донбасу				341730
Південно-Донбаська меланжева зона	Тектонічно і катагенетично екрановані		4000 – 6000	672000 (категорія Д)

Контрольні питання

1. Назвіть основні нафтогазові провінції світу.
2. Які ви знаєте основні родовища-гіганти вуглеводнів?
3. За яким принципом і як класифікують вуглеводні?
4. Перерахуйте продукти-похідні нафт.
5. Як класифікують природні гази?
6. Які існують концепції походження вуглеводнів?
7. Які шляхи утворення метану?
8. Охарактеризуйте породи-колектори.
9. Як класифікують колектори?
10. Які форми залягання гірських порід?
11. Які умови формування покладів вуглеводнів?
12. Які форми міграції вуглеводнів найбільш відомі?
13. Назвіть основні терміни нафтогазової геології.
14. Які ознаки мають поклади продуктивних горизонтів?
15. Охарактеризуйте основні методи пошуків і розвідки вуглеводневих родовищ.
16. Як класифікують геологорозвідувальні свердловини?
17. Які застосовуються способи буріння свердловин?
18. Назвіть основні етапи історії розвитку нафтогазовидобутку.
19. Охарактеризуйте сили, що діють у продуктивному пласті.
20. Які основні режими роботи вуглеводневих покладів?
21. Охарактеризуйте геологічну будову вугільних басейнів України.
22. Які форми знаходження газів у вугільних пластах і вмисних породах?

РОЗДІЛ 3. МЕТОДИ І ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ВИВЧЕННЯ ТА ПРОГНОЗУ ГАЗОНОСНОСТІ*

3.1. ВИМОГИ ДО МАТЕРІАЛІВ З ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

На всіх стадіях проведення геологорозвідувальних робіт виявляють, визначають і оцінюють вміст у гірському масиві всіх форм природного газу [8 – 12].

На *стадії пошукової розвідки* спеціальне вивчення газоносності не обов'язково. У розділах звітів про перспективну оцінку вугільних родовищ, виявлених пошуковою розвідкою, наводяться загальні відомості про передбачувану газоносність району або родовища на підставі літературних даних щодо аналогії з прилеглими районами і родовищами, за якими встановлено характер газоносності.

Визначення газоносності вугільних пластів є обов'язковим *на стадіях як попередньої, так і детальної розвідки* вугільних родовищ і ділянок.

На *стадії попередньої розвідки* необхідно отримання даних про газоносності досліджуваної площі, достатніх для складання техніко-економічної доповіді про доцільність детальної розвідки.

Для цього треба встановити:

- загальний характер якісного складу газів і природної газоносності вугільних пластів;
- орієнтовну глибину появи метану і глибину поверхні зони метанових газів.

Текстова частина розділу «Газоносність» у звіті після попередньої розвідки повинна містити:

- при наявності на ділянці розвідки діючих шахт – короткі відомості про глибину перших метановиділень, характер газовиділення в гірничі виробки, категорії шахт за газом, зміну фактичної газовості шахт за роками й горизонтів робіт за даними категорійних вимірів, місцезнаходження та тривалість суфлярних виділень і раптових викидів вугілля і газу, інтенсивність газовиділення при зустрічі та перерізі розривних порушень;
- аналіз виконаних обсягів робіт та методики їх проведення;
- загальну характеристику зміни зональності газів з глибиною;

- відомості про величину природної газоносності вугільних пластів;
- рекомендації щодо вивчення газоносності на стадії детальної розвідки.

Звіти з попередньої розвідки повинні включати матеріал, що характеризує:

- дані про фактичну газовість шахт за роками і горизонтів за матеріалами категорійних вимірів на діючих шахтах;
- місця, інтенсивність і тривалість суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;
- зміну якісного складу газів у вугільних пластах з глибиною;
- відомості про газоносність вугільних пластів, досліджених у свердловинах і гірничих виробках.

Графічний матеріал повинен являти собою геологічні розрізи за основними розвідувальними лініями з нанесенням на них передбачуваної первісної межі виявлення метану і поверхні зони метанових газів.

На *стадії детальної розвідки* потрібно отримання вихідних даних про газоносність родовища, ділянки, достатніх для проектування шахт. Для цього необхідно:

- уточнити положення поверхні зони метанових газів;
- визначити природну газоносність основних вугільних пластів і її зміну з глибиною залягання пластів;
- вивчити вплив геологічних чинників на розподіл газу в основних вугільних пластах;
- дати прогноз газоносності розвіданої площі.

Звіт по детальному розвідку повинен містити:

- дані про категорії розташованих поблизу шахт за газом;
- матеріали щодо фактичної газовості виробок шахт;
- опис суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;
- дані про газоносність вугільних пластів, отримані з гірничих виробок діючих шахт;
- аналіз даних методів і обсягів досліджень для визначення природної газоносності;
- визначення закономірності зміни газоносності вугільних пластів зі зміною глибини;
- загальну характеристику впливу основних геологічних факторів на розподіл газу в вугільних пластах і вмісних породах;

– прогнозу оцінку газоносності розвіданого родовища, ділянки, шахтного поля.

Звіт про детальну розвідку повинен містити матеріал, що характеризує:

– зміну фактичної газовості шахт за роками і горизонтів та газоносності вугільних пластів за даними гірничих робіт;

– місця, інтенсивність і тривалість суфлярних виділень газів і раптових викидів вугілля і газу;

– зміну якісного складу газів у вугільних пластах зі зміною глибини;

– природну газоносність вугільних пластів;

– кількість метану, що виділяється на 1 м проходки свердловини.

Графічний матеріал, поданий у звітах про детальну розвідку, повинен містити:

– графіки залежності зміни природної газоносності вугільних пластів зі збільшенням глибини їх залягання;

– схеми або карти випробування основних робочих вугільних пластів з прогнозом їх газоносності; на схеми або карти наносять межі зони метанових газів, якщо можливо, ізогази, і відмічають місця розташування суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;

– схематичні геологічні розрізи з нанесенням кордону зони метанових газів та ізогаз.

Відповідно до діючих шахт прогноз газовості нижчих горизонтів здійснюється в основному за даними гірничих робіт без проведення спеціальних бурових робіт. *При дорозвідці* полів діючих шахт і для інших цілей випробування вугільних пластів на газоносність проводиться одночасно (якщо це необхідно).

При реконструкції діючих шахт з прирізанням нових площ і пластів на відстані по вертикалі від гірських робіт більше 200 м при пологих і більше 300 м при крутих пластах, а також на відстані більше 2000 – 3000 м за простяганням від діючих гірничих робіт при однакових геологічних умовах визначення природної газоносності основних робочих вугільних пластів проводиться відповідно до вимог детальної розвідки.

Експлуатаційна розвідка передбачає системне отримання уточнених показників вмісту, а також розподілу природних газів у вугленосних товщах порід. Ці дані необхідні для поточного (газового)

та оперативного (добового, місячного, квартального) планування гірничих робіт, розробки заходів щодо боротьби з газовою небезпекою, а також для попутного використання газів підприємствами та населенням країни.

З цією метою проводять додаткові спеціальні дослідження при бурінні розвідувальних свердловин з поверхні, особливо в місцях скупчення природного газу, підземні газові зйомки в підготовчих гірничих виробках, газовий каротаж, деталізують карти газових покладів та інші заходи.

3.2. МЕТОДИ ВИВЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

При вивченні газоносності вугільних пластів і вмісних порід визначається якісний склад газу з метою встановлення глибини першого виявлення метану і поверхні зони метанових газів [8 – 10], а також кількісний вміст основних газових компонентів в одиниці маси вугілля або вмісних порід для з'ясування характеру зміни газоносності (метаноносності) зі зміною глибини.

Для цього застосовуються описані далі методи.

3.2.1. Метод вивчення якісного складу газу

Цей метод полягає в тому, що після підйому на поверхню керна звичайним колонковим снарядом або подвійною колонковою трубою з нього відбирають пробу і поміщають її в герметичну посудину. Посудина з пробою відправляється в лабораторію для аналізу витягнутого з керна газу. Відповідно до складу газу в точці випробування вугільного пласта встановлюють газову зону, у якій знаходиться пласт на досліджуваній глибині.

Цей метод простий і не вимагає додаткових витрат часу, він застосовується лише в зоні газового вивітрювання і в верхній частині зони метанових газів. У зв'язку з наростанням газового тиску необхідно застосовувати методи, що забезпечують випробування вугільних пластів зі збереженням природної газоносності проб.

Герметичні посудини призначені для швидкої і надійної герметизації проб вугілля і порід. У них відбираються проби з вугільних пластів у зоні газового вивітрювання і в верхній частині зони метанових газів для визначення якісного складу газів вугільних пластів, а також відбираються проби вугілля, шламу і порід для

визначення їх залишкової газоносності при вивченні газоносності вугільних пластів і вмісних порід комплексним методом.

Конструкції герметичних посудин досить різноманітні. Найчастіше використовуються металеві посудини (рис. 3.1).

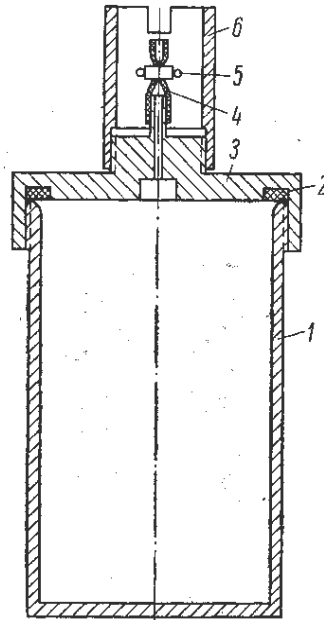


Рис. 3.1. Металева герметична посудина

Металевий стакан *1*, у якому поміщається проба, герметизується кришкою *3* з прокладкою *2*. На патрубок кришки вдягається відрізок вакуумної трубки *4*, яку передавлять затискачем *5*. На виступ кришки нагвинчується запобіжний ковпачок *6*.

Схема скляної герметичної посудини наведена на рис. 3.2. Стандартна скляна банка *1* місткістю 250 – 350 см³ з конічним горлом, що герметизується гумовою пробкою *2*, розтискається в шийці банки гвинтовим затискачем. Через пробку проходить патрубок *4*, на який надітий відрізок вакуумної трубки *5*, що передавлюють затискачем *6*.

Для запобігання потрапляння повітря у вільний простір посудини в процесі відбору проби застосовуються герметичні посудини більш складної конструкції. На рис. 3.3 наведена схема посудини СГ-58-В.

У заповнений водою металевий стакан *1* поміщається проба. На склянку нагвинчується кришка. Нижній отвір у кришці закритий гумовим диском *3*, затиснутим гайкою *2*. Надлишок води при закручуванні кришки виливається через Г-подібний отвір *5*. У верхній отвір кришки *6* угвинчується корпус вентиля *8*. У верхній отвір корпусу вентиля вводиться різець *4*.

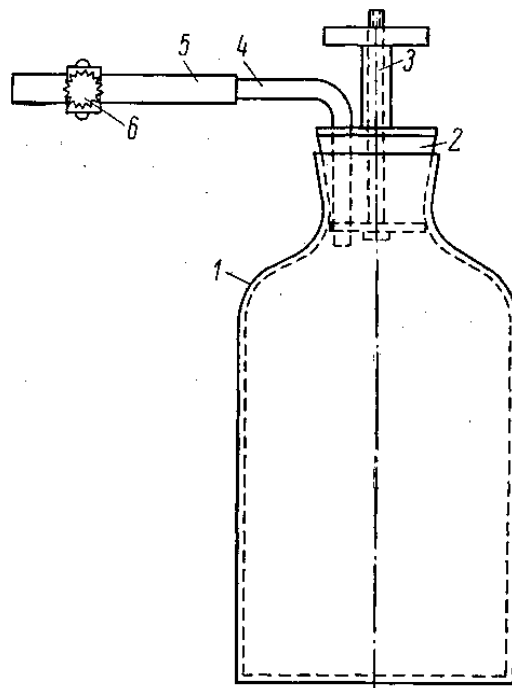


Рис. 3.2. Скляна герметична посудина Г-60

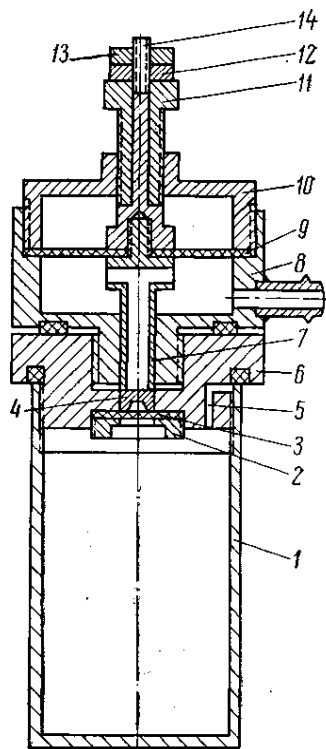


Рис. 3.3. Металева герметична посудина СГ-58-В

У кришку вентиля *10* угвинчується нажимний гвинт *11*, у який вводиться напрямний шток *14*, який закріплюється гайкою *12* і контргайкою *13*. На верхній виступ штока *7* надівається гумова мембрана *9*. Шток *7* згвинчується з напрямним штоком *13*. Кришка вентиля *10* із зібраними деталями з'єднується з корпусом вентиля *8*.

У лабораторії з вентиля відкачується повітря вгвинчуванням натискного гвинта 11. При цьому різцем 4 прорізається гумовий диск 3 і проводиться дегазація герметичної посудини в звичайному порядку.

Перевагою даної конструкції є відсутність перерахунків при визначенні складу газу проби для введення поправки на повітря у вільному просторі посудини (повітрям, розчиненим у воді, нехтують).

Недоліками герметичної посудини СГ-58-В є необхідність випаровування води, що досягається досить тривалою дегазацією проби, і небезпека розриву посудини при замерзанні води.

Після підйому на поверхню звичайного колонкового снаряда або спеціальної колонкової труби для перебурювання вугільних пластів і вилучення з них керна негайно відбирається проба вагою 200 – 300 г, закладається в посудину і герметизується.

Проби направляються в лабораторію не пізніше ніж через добу після відбору. Посудини перевозяться в спеціальному ящику з комірками і кришкою.

Розрахунок вмісту газу в пробі, що вміщена в герметичну посудину

Розраховуються обсяги компонентів суміші за обсягом газу V і за даними аналізу

$$V_k = \frac{V a_k}{100}, \text{ см}^3, \quad (3.1)$$

де a_k – вміст компонента в витягнутому газі, %.

Розрахунок перевіряється за сумою обсягів компонентів, яка повинна дорівнювати обсягу газу V ,

$$V_{O_2} + V_{CO_2} + \dots + V_{N_2} = V, \text{ см}^3. \quad (3.2)$$

Визначається кількість азоту, який потрапив у герметичну посудину разом з повітрям:

а) у вільному просторі герметичної посудини

$$V_{N_2}^B = \frac{V_B \cdot 79}{100}, \text{ см}^3, \quad (3.3)$$

де V_B – обсяг вільного простору герметичної посудини, см^3 ; 79 – вміст азоту в повітрі, %;

б) за обсягом кисню в газі з проби у герметичній посудині

$$V_{N_2^B} = V_{O_2} \cdot 3,8, \text{ см}^3, \quad (3.4)$$

де 3,8 – відношення азоту до кисню в атмосфері.

Визначається кількість азоту, витягнутого з проби, як різниця між усім об'ємом азоту і атмосферним азотом

$$V_{N_2}^{ПР} = V_{N_2} - V_{N_2^B}, \text{ см}^3. \quad (3.5)$$

Обчислюється кількість газу, видобутого з проби, виключенням із загального обсягу газу всього кисню (гази вугільних родовищ не містять кисень) і атмосферного азоту

$$V_{ПР} = V_{заг} - V_{O_2} - V_{N_2^B}, \text{ см}^3. \quad (3.6)$$

Розраховується вміст газових компонентів у витягнутому з проби газу за співвідношенням

$$b_k = \frac{V_k \cdot 100}{V_{ПР}}, \%. \quad (3.7)$$

Визначається залишкова метаносність проби $M_{зал}$:

$$M_{зал} = \frac{V_{CH_4}^O}{P}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (3.8)$$

де $V_{CH_4}^O$ – об'єм метану доведений до нормальних умов (760 мм рт. ст. і 0°C), см³:

$$V_{CH_4}^O = V_{CH_4} K, \quad (3.9)$$

V_{CH_4} – об'єм метану, видобутого з проби при кімнатній температурі й тиску, см³; K – коефіцієнт перерахунку доведення газу до нормальних умов; P – вага проби, г.

Після проведення технічного аналізу проби визначається залишковий вміст метану на 1 г горючої маси:

$$M_{\text{зал.вм.м}} = \frac{V_{\text{CH}_4}^0}{P_{\text{г.м}}}, \text{ см}^3/\text{Г}, \quad (3.10)$$

де $P_{\text{г.м}}$ – проба горючої маси, яка визначається за формулою:

$$P_{\text{г.м}} = P \frac{100 - (A^a + W^a)}{100}, \text{ Г}, \quad (3.11)$$

де A^a і W^a – відповідно зольність і вологість проби, %.

Встановлюється газова зона, у якій відібрана проба за співвідношенням газових компонентів у витягнутому з проби газі (за табл. 2.1).

3.2.2. Метод прямого визначення природної газоносності вугільних пластів і вмісних порід

Цей метод заснований на застосуванні спеціальних колонкових снарядів (керногазонабирачів), які зберігають природний газ. Завдяки відносній простоті використання та обробці отриманих результатів, а також порівняно невеликій вартості проведення робіт, цей метод широко застосовується майже в усіх великих кам'яновугільних басейнах на території України.

Для відбору керногазових проб на вугільних, нафтових і газових родовищах використовують спеціальні керногазонабирачі (рис. 3.4) [25 – 27].

При бурінні герметизуючим снарядом (рис. 3.4, а) керновідривач 4 керноприймача 3 обганяє оббурюючу коронку 2, нагвинчену на зовнішню трубу. При підйомі снаряда керноприймач 4 переміщається вгору до труби 1 і коронки 2, а свинцевий запірний клапан 5 перекидається з вертикального положення в горизонтальне і щільно закриває вихід з керноприймача, притискаючи до нього і фіксований під час підйому снаряд шляхом закидання кульки 10 в запірний пристрій.

Колонковий снаряд, зображений на рис. 3.4, б, забезпечує відбір проб флюїдовмісних порід методом заморожування. При бурінні промивальна рідина через канал 10 в перехіднику 9 надходить у простір між зовнішньою трубою 1 і внутрішнім керноприймачем 3 і далі через отвори в коронці 2 – на вибій, видаляючи частинки шламу і охолоджуючи коронку. Після закінчення буріння через колони

бурильних труб у пристрій закидається кулька, яка перекриває канал для протікання промивальної рідини. Під тиском потоку промивальної рідини балон 6 з вуглекислотою переміщується вниз. При цьому запірний ніпель 11 відкривається і рідка вуглекислота, яка знаходиться в балоні 6 під високим тиском, по трубчастому змійовику, обвиваючому керноприймач 3, спрямовується назовні та заморожує керн разом з включеними в нього частинками газу і летких рідин.

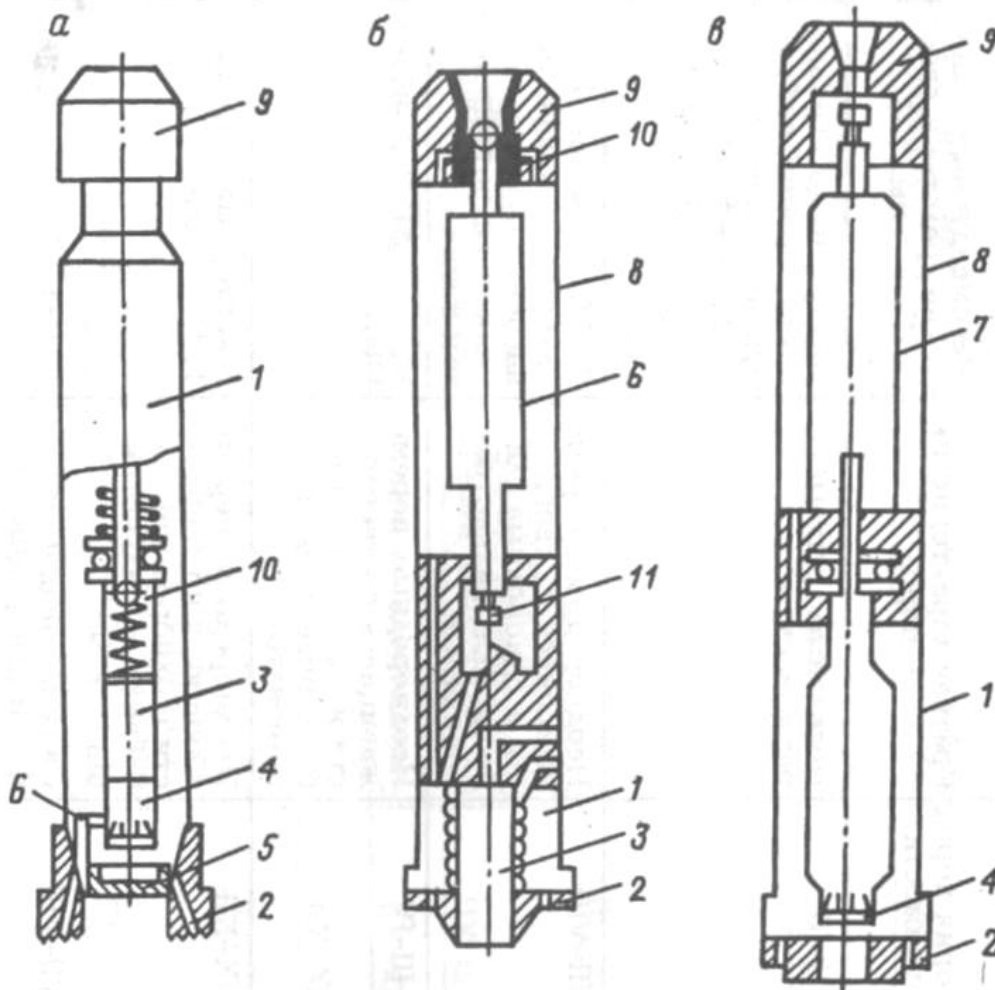


Рис. 3.4. Схема спеціальних колонкових снарядів для дослідження газоносних порід

Відбір проб газу колонковим снарядом, схема якого подана на рис. 3.4, в, здійснюється витісненням рідини з герметичної місткості 7 газом і поступово виділяється з керна в процесі буріння. Керн при підйомі снаряда на поверхню утримується кернавідривачем 4 типу «павук». Спільні елементи керногазонабірників, що забезпечують

процес буріння: коронка 2, зовнішня колонкова труба 1, проміжна труба 8, верхній перехідник 9.

Велику роль у забезпеченні високої якості керна при використанні будь-яких типів колонкових снарядів мають пристрої, за допомогою яких отримують відрив і утримання керна при підйомі снаряда. На рис. 3.5 зображені схеми конструкцій керновідривача трьох типів: для буріння твердосплавними та алмазними коронками (рис. 3.5, а, б), для коронок пневмоударного буріння – скоби (рис. 3.5, в) і керноутримувальні пристрої для відбору пухких, сипучих або слабких роздроблених порід (рис. 3.5, г – пластинчастий, рис. 3.5, д – дротяний типу «павук»). Принцип дії керновідривача зрозумілий з їх конструкції.

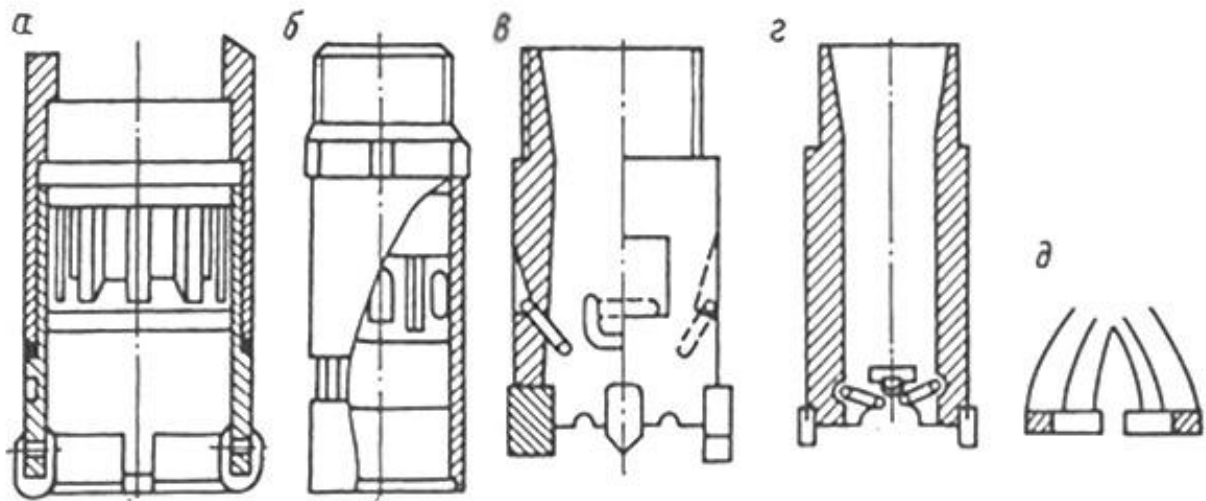


Рис. 3.5. Схема конструкцій керновідривача:

а, б – для буріння твердосплавними та алмазними коронками відповідно; в – скоби для пневмоударного буріння; г – пластинчасті пристрої для сипучих порід; д – дротяний пристрій типу «павук»

Різноманіття пристроїв для буріння з відбором керна вимагає уважного ставлення до їх вибору, оскільки будь-який спеціальний пристрій може виконати свою роль тільки в тих умовах, для яких він призначений.

Відбір проб вугілля для визначення *природної газоносності* проводиться спеціальними керногазонабирачами.

1. Керногазонабирачами з механічним пристроєм для герметизації вугільного керна безпосередньо після його відбору з вибою свердловин (герметичні керногазонабирачі МакНДІ – ГКР). Принцип їх дії полягає в тому, що вугільну пробу (кern) герметизують

за допомогою механічних клапанів, розташованих у нижній і верхній частинах керноприймача. У такому ізольованому від зовнішнього середовища стані вугільний керн піднімають із свердловини і відправляють у лабораторію для вилучення та аналізу газу.

До переваг даного виду снарядів слід віднести те, що вони найбільш універсальні за використанням у різних умовах.

Недоліками їх є відносна складність конструкцій і порівняно низький коефіцієнт спрацювання, а також малий діаметр вибуруючого керна.

Герметичні керногазонабирачі ГКР можна застосовувати для випробування вугільних пластів малої і середньої міцності при бурінні свердловин з виходом і без виходу на поверхню промивальної рідини.

2. *Керногазонабирачі з «дзвоном» для уловлювання газу*, що виділяється з вугільного керна при підйомі бурового інструменту (керногазонабирачі КГН-3-58, КА-61М, КГ-55/120-К-62). У цих снарядах над керноприймачем монтують «дзвін» – газозбірник для уловлювання газу. Нижня частина приймача відкрита при підйомі снаряда. На поверхні з газозбірника витягують газ, а керноприймач герметизують знизу ковпаком.

До переваг снарядів цього типу належить високий відсоток спрацювання (90 – 95 %) при відносній простоті конструкції та роботи з ними.

Недоліками їх є: обмеженість застосування в свердловинах з повним поглинанням промивальної рідини. Неможливість застосування керногазонабирача КГ-55/120-К-62 в свердловинах з наявністю вільного газовиділення; можливість часткових втрат газу в розчиненому стані з газозбірника і з керноприймача через нижній торець у процесі підйому керногазонабирача в свердловині, а також на поверхні при герметизації керноприймача.

З керногазонабирачами можна також працювати і в газоносних вмісних породах з малою швидкістю газовіддачі при відповідному підборі конструкції бурової коронки.

Застосування того чи іншого типу керногазонабирача визначається досвідом використання керногазонабирачів у конкретних геологічних умовах розвідувальних вугільних родовищ.

У міру накопичення досвіду застосування керногазонабирачів і їх удосконалення в подальшому повинні бути вибрані й прийняті до впровадження в установленому порядку найбільш раціональні їх конструкції.

Герметичні керногазонабирачі ГКМ (ГКМ-84, ГКМ-92, ГКМ-110)

Конструкція. Герметичні керногазонабирачі ГКР (рис. 3.6) складаються з корпусу, керноприймача і пристрою для відведення промивальної рідини при вході в керноприймач керна.

Корпус включає бурову коронку 43, труби (нижню 39, середню 38, напівсередню 17 і верхню 12), перехідник 26, муфту 9, захисну трубу 4 і перехідник 1, з'єднаний шпилькою 2 з опорою 3.

Керноприймач складається з нижнього клапана, керн сформує коронки (наконечника приймальної труби) 42, приймача 37 з корпусом верхнього клапана 35 і головки клапана 30, головної пружини 25, упорного диска 24 і секторного фіксатора 23.

Для відводу рідини з керноприймача служать ребристий шток 18, пружина штока 13 до штанги 8.

Технічна характеристика керногазонабирачів

	ГКМ-84	ГКМ-92	ГКМ-110
Довжина керногазонабирача, мм	1800	1900	1900
Зовнішній діаметр, мм	83	89	108
Зовнішній діаметр по виступаючих побідитових різцях, мм	85	92	110
Довжина керноприймача, мм	550	550	635
Діаметр отриманого керна, мм	31	35	45
Вага керногазонабирача, кг	55	65	85

Принцип дії. Керногазонабирач опускають у свердловину на звичайних бурильних трубах. При установці керногазонабирача в свердловині створюють тиск на керногазонабирач до 1800 – 2000 кг за допомогою ваги бурового інструменту. Якщо ж ваги інструменту недостатньо, використовують механізм подачі верстата. При цьому латунні встановлювальні шпильки 7 зрізаються і відбувається взаємодія частин керногазонабирача: штанга 8 рухається вниз до тих пір, поки поводок 6 не впреться в заплечики муфти 9; сполучна трубка 19 і сполучна муфта 22, стискаючи головну пружину 25, подають керноприймач на вибій свердловини.

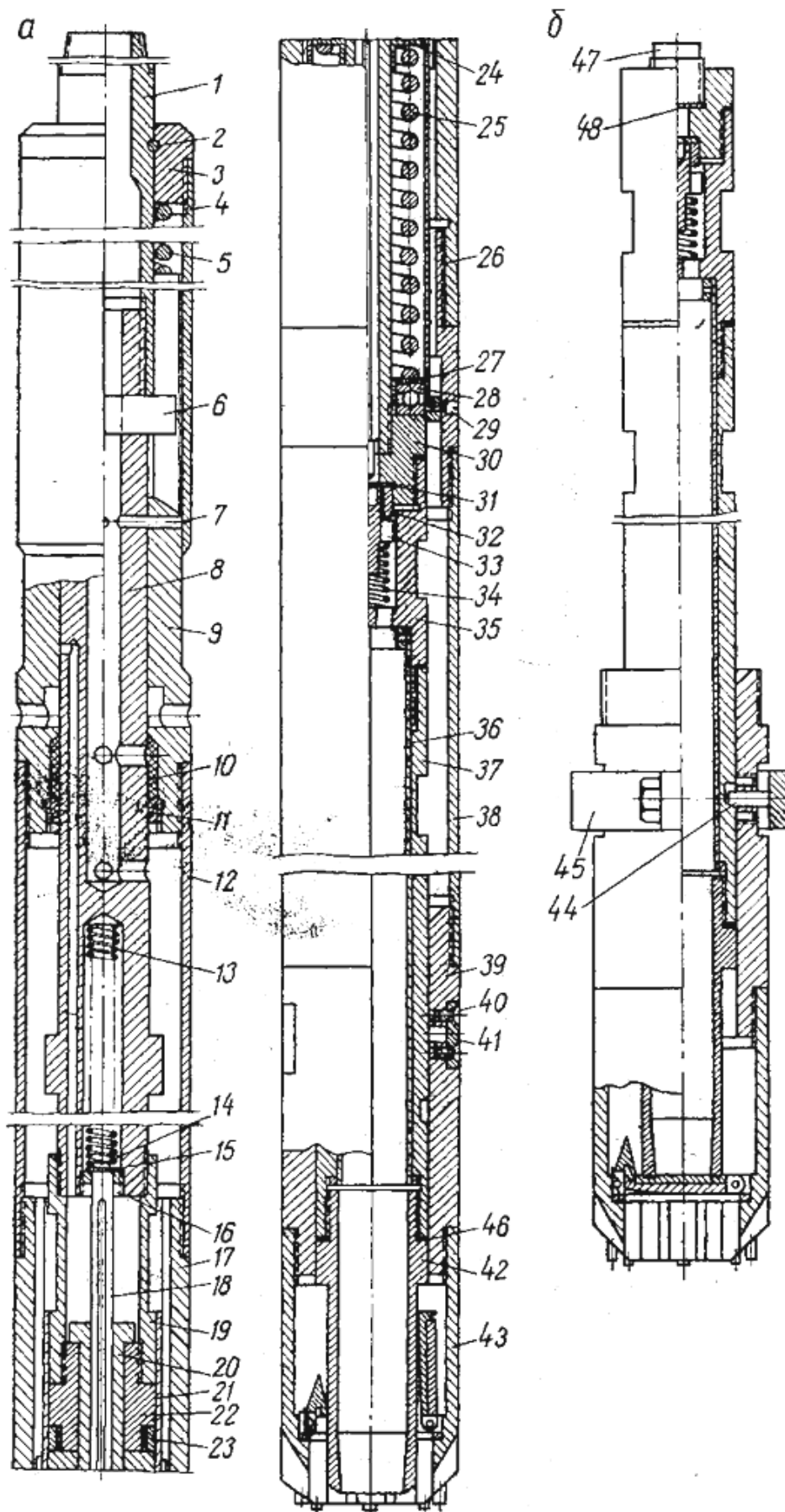


Рис. 3.6. Герметичний кернагазонабирач типу ГКР:
 а – кернагазонабирач; б – кернаприймач

Головна пружина при стисканні тисне на керноприймач із зусиллям 200 – 250 кг. При цьому наконечник приймальної труби 42 впроваджується в вугілля без обертання, випереджаючи на кілька міліметрів обертову бурову коронку 43. При наявності твердих включень у вугіллі наконечник керноприймача за рахунок великого стиснення головної пружини топиться в порожнину бурової коронки і знаходиться в такому положенні до тих пір, поки різці бурової коронки не зруйнують тверде включення.

При русі штанги 8 вниз ребристий шток 18, стискаючи пружину 34, відкриває верхній клапан. При сильному стисненні пружини в момент зустрічі твердих прошарків накінецьником керноприймача ребристий шток стискає пружину 13.

Обертальний рух від бурильних труб передається корпусу керногазонабирача, у той час як керноприймач, спираючись на вибій, не обертається. Від'єднання обертювих деталей від необертювих проводиться за допомогою підшипника 28.

Вугільний керн, у міру його утворення, входить у керноприймач, витисняючи промивальну рідину в свердловину через отвори в дні корпусу клапана 35, центральний канал в головці клапана 30, пази ребристого штока 18, отвір у штанзі 8 і через бічний отвір у муфті 9.

Після перебування 0,25 – 0,55 м вугільного пласта керногазонабирач піднімається над вибоєм свердловини на 0,8 – 1,0 м. При цьому відбувається відрив керна від масиву. В цей час пружини 5, 13, 25 і 34 розпрямляються; ребристий шток 18 піднімається вгору і пружина 34 притискає шток верхнього клапана 33 до прокладки 31, закриваючи верхній клапан; муфта 9, труби 12, 17, 38 і 39, запобіжний кожух 21 і бурова коронка 43 з нижнім клапаном віджимаються пружиною 5 вниз.

Коли бурова коронка 43 буде в крайньому нижньому положенні, нижній клапан зі свинцевим диском вийде із зачеплення з наконечником приймальної труби 42 і впаде на чашку нижнього клапана під дією пружини; нижній клапан, падаючи, відіжме засувку, яка під дією пружини повернеться в початкове положення. Вона дасть можливість нижньому клапану відкритися навіть при значному натисканні на нього знизу; секторний фіксатор підніметься вище захисного кожуха.

Потім керногазонабирач знову опускається на вибій, і тут на нього діє тиск в 1500 – 2000 кг, що створює вага бурового інструменту або, якщо останнього недостатньо, механізм подачі верстата. При

цьому пружини 5, 13, 25 і 34 стискаються, перехідник 1, штанга 8, сполучна труба 19, сполучна муфта 22 з фіксатором 23, ребристий шток 18 і приймальна частина опускаються до упора наконечника приймальної частини в свинцевий диск. Зусиллям, переданим через секторний фіксатор 23 на запобіжний кожух 21, зрізаються шпильки 29 і стикається вниз запобіжний кожух. Коли головна пружина стиснеться, секторний фіксатор увійде в середнє гніздо труби 17 і буде фіксувати незмінне положення наконечника приймача в свинцевому диску, створюючи герметичне перекриття приймальної частини знизу.

При підйомі керногазонабирача промивальна рідина з бурових штанг потрапляє в свердловину через сполучні бічні отвори в стінках штанги 8 і муфти 9.

Складання. При складанні керногазонабирача спочатку складається керноприймач. У нижню частину головки клапана 30 вставляється прокладка 31, яка затискається втулкою 32. У верхню частину клапана 35 вставляються пружина 34 і клапан 33, після чого головка клапана 30 сполучається з клапаном 35 (між ними ставиться фіброва прокладка). У приймальну трубу 37 знизу вставляється касета 36 і нагвинчується наконечник приймача 42 з прокладкою 46. На верхній кінець труби нагвинчується зібраний верхній клапан.

Сполучену муфту 22, упорний диск 24, головну пружину 25, підкладку підшипника 27 і упорний підшипник 28 насаджують на порожнистий шток 20, який угвинчується в головку клапана. Муфта 22 з'єднується з трубкою 19. При складанні корпусу в перехідник 26 вводиться запобіжний кожух 21, який кріпиться двома шпильками 29. Потім нижній кінець перехідника 26 з'єднується з трубою 38, у яку вгвинчується труба 39 (прорізи для сухарів закриваються щічками 41, закріпленими двома парами гвинтів 40).

Складений керноприймач вставляється через запобіжний кожух у корпус приладу. Коли упорний диск увійде в кожух, на сполучну муфту ставиться секторний фіксатор, який стискається двома пальцями, і весь керноприймач проштовхується далі в корпус.

На ребристому штоку 18 шайба 15 закріплюється гвинтом 14. У нижній кінець штанги 8 вводяться пружина 13 і вузол ребристого штока, який закріплюється в штанзі гайкою 16. Ребристий шток вставляється в осьовий отвір полого штока і штанга 8 угвинчується в сполучну трубку.

Муфта 8, у якій сальник 10 закріплений гайкою 11, з'єднується з трубою 12. Потім надівається муфта на штангу і з'єднуються труби 12 і

17. В отвір штанги 8 вставляється поводок 6; у суміщені отвори для встановлювальних шпильок у штанзі та муфті забиваються встановлювальні шпильки 7.

На опорі 3 нагвинчується захисний кожух 4, а на перехідник 1 надівається пружина 5. Потім ці деталі приєднуються до штанги, стискаючи пружину розтиснення 5.

У нижній клапан запресовується свинцевий диск і клапан встановлюється на чашку клапана, на якій також закріплюється засувка з пружиною. Чашка клапана вводиться в бурову коронку і закріплюється в ній двома гвинтами.

Притискаючи нижній клапан до стінки коронки, останню згвинчують з нижньою трубою 39.

Після підйому керногазонабирача зі свердловини з нижньої труби знімають щічки 41 і в прорізи труби вставляють пару сухарів 44, що входять у кільцевий паз на приймальній трубі, і затискають їх хомутом 45. Це дає можливість відокремити деталі корпусу, не порушуючи герметичність керноприймача.

Розбирання. Спочатку від'єднується перехідник 1 із захисною трубою 4 і пружиною 5, вибивається поводок 6 і відгвинчуються муфта 9 з трубою 12, штанга 8 з ребристим штоком, труба 17, яка звільняє головну пружину і фіксатор, перехідник 27 з трубою 38, сполучна трубка 19 і порожнистий шток з головки клапана.

У головку клапана вставляється прокладка 48 і затискається пробкою 47. У такому вигляді керноприймач направляється в лабораторію.

При наявності змінного керноприймача керногазонабирач складають і готують до наступного спуску.

Після дегазації з керноприймача знімається хомут, витягуються сухарі. З керноприймача труби знімається бурова коронка з нижньою трубою. Викрутивши наконечник приймача і верхній клапан від нижньої труби, з неї витягується касета з вугільним керном.

Перевірка керногазонабирача і відбір проб. Перед складанням керногазонабирача необхідно ретельно перевірити справність усіх деталей приладу, при цьому особливу увагу слід звертати на справність наконечника приймача, нижнього клапана і бурової коронки.

Якщо керногазонабирач ще не був у користуванні або в ньому була замінена будь-яка основна деталь, необхідно перевірити його роботу в зібраному вигляді. Для цього керногазонабирач стискається

гідравлічними домкратами бурового верстата і за допомогою дрилометра визначається зусилля, необхідне для зрізу встановлювальних шпильок; потім керногазонабирач підводиться за верхню частину для перевірки роботи пружини розтиснення і нижнього клапана. Після цього керногазонабирач знову стискається і визначається зусилля, при якому відбувається спрацювання секторного фіксатора (зусилля не повинно перевищувати 2000 кг).

При кожному складанні перевіряється якість сальникової набивки. У разі її ослаблення набивка ущільнюється за допомогою затискної гайки. Перевіряється герметичність верхнього клапана; усуваються задирки, виявлені на деталях, що труться.

Герметичні керногазонабирачі типу ГКР можуть застосовуватися в свердловинах глибиною від 100 до 2000 м і більше. Керногазонабирачі ГКР-84 рекомендується застосовувати в свердловинах діаметром 92 мм, у яких зустрічаються звуження; керногазонабирачі ГКР-92 – у нормальних свердловинах діаметром 92 мм і більше; керногазонабирачі ГКР-110 – у свердловинах діаметром 110 мм і більше.

При глибині свердловини до 300 м ставиться одна встановлювальна шпилька, при глибині до 600 м – дві, а при глибині більше 600 м – три або чотири.

Спуск приладу проводиться обережно без різких ривків і ударів. Якщо під час спуску в свердловину керногазонабирач різко зупиниться, його слід витягти зі свердловини і перевірити цілісність встановлювальних шпильок.

Спуск керногазонабирача припиняється і починається промивка привибійної частини свердловини, коли до вибою залишається 0,8 – 1,0 м. Якщо в вибої свердловини є шлам, який не розмивається, то можна довести керногазонабирач до вибою при обертанні його і при тиску на нього не більше 300 – 400 кг. Такий тиск необхідно для того, щоб не зрізати встановлювальні шпильки. Після того як керногазонабирач буде поставлений на вибій свердловини, створюють тиск до 2000 кг за допомогою ваги бурильних труб і механізму подачі верстата. При такому тиску досягається зріз встановлювальних шпильок, який відзначають у момент просідання бурильних труб, а також за показниками стрілки індикатора ваги бурового верстата.

Потім тиск на вибій знижується до нормального (700 – 900 кг), проте відривати керногазонабирач від вибою забороняється. Буріння проводиться з режимом, встановленим для перебурування вугільних пластів подвійними колонковими трубами.

Для відбору проби досить перебурияти 0,25 – 0,55 м вугілля. Якщо ж пласт має потужність до 0,5 м, то бажано його повністю перебурияти керногазонабирачем, щоб не робити другого рейсу подвійною трубою.

Не припиняючи промивання, керногазонабирач підводиться до вибою на 0,8 – 1,0 м і знову ставиться на вибій при тиску 1800 – 2000 кг. Завдяки цьому досягається герметичне замикання вугільної проби в керноприймачі.

Щоб забезпечити повну впевненість у тому, що проба закрита в керноприймачі, операції підйому керногазонабирача, його спуску на вибій і створення на нього тиску повторюються. Потім вимикається насос і проводиться підйом керногазонабирача із свердловини зі швидкістю, що дорівнює швидкості підйому звичайного бурового інструменту.

Після вилучення керногазонабирача на поверхню керноприймача герметично закрита вугільна проба від'єднується від керногазонабирача, упаковується в спеціальний ящик і відправляється в лабораторію. В умовах зими, щоб уникнути розриву керноприймача при замерзанні промивальної рідини, необхідно стежити за тим, щоб він не знаходився довго на морозі та щоб при транспортуванні проби в ящик було покладено тирсу або інший матеріал, що утеплює. Подальші операції з вилучення газу з вугільної проби проводяться в газовій лабораторії за загальноприйнятою методикою.

Керногазонабирач КГН-3-58

Конструкція. Керногазонабирач КГН-3-58 (рис. 3.7) складається з корпусу, керноприймача і газозбірника. До корпусу належать: головка 1, перехідник 17, кожух 26, ніпель 31, патрубок 37 і бурова коронка 38, армована побідитовими різцями 39.

Керноприймач 36 включає головку 34, прокладку 35, пружини керновідривача і контргайку.

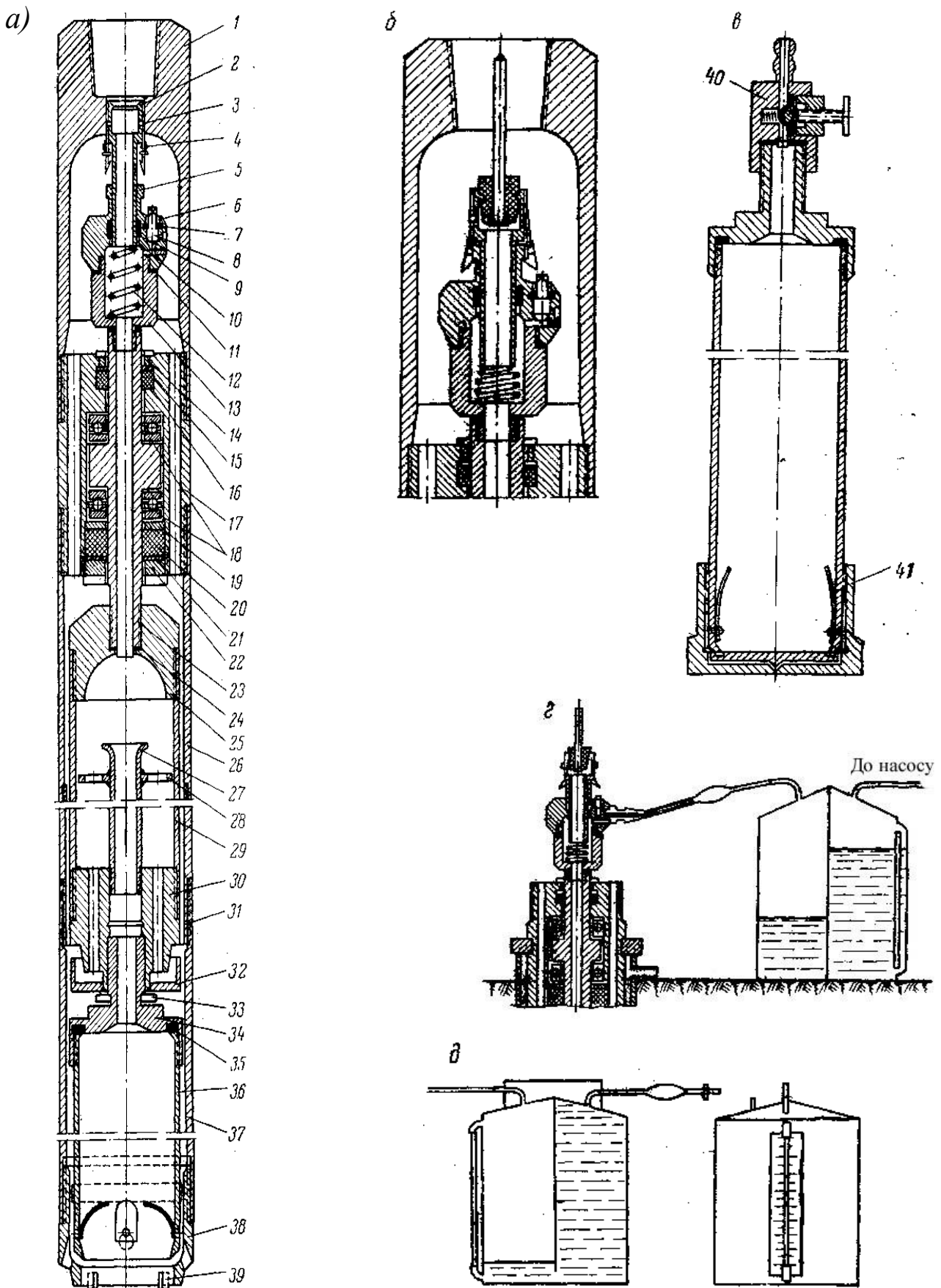


Рис. 3.7. Кернагазонабирач КГН-3-58

а – кернагазонабирач; *б* – затвор газозбірника; *в* – кернаприймач;
г – схема відсмоктування газу з газозбірника; *д* – газовий вимірник

Газозбірник є трубою, на яку знизу нагвинчений перехідник дзвону 30 з привареним до нього водяним затвором 32. Верхня частина перехідника 30 з'єднана з трубою 27 і привареним диском 28, які мають отвори; на верхню частину корпусу дзвону нагвинчена головка дзвону 25, у яку угвинчений упорний шток 3, що несе два опорних підшипники 18, закріплених у перехіднику 17 шайбами 15, 19 і 21 і сальниками 16 і 20, підібраними притискними гайками 14 і 22. Верхня частина штока 23 з'єднана з нижньою частиною затвора 13, у якій знаходиться пружина 12. У верхній частині затвора 5 зроблено мікрорентильний пристрій для вилучення газу із дзвону (деталі 6, 7 і 8). У верхній частині корпусу за допомогою сальника 9 і притискної гайки 10 укріплений шток 2 з двома пружинними засувками 4.

Принцип дії. Керногазонабирач опускається в свердловину на звичайних бурильних трубах при положенні деталей, зазначених на рис. 3.7, а. Поблизу вибою починається промивання свердловини. Промивальна рідина проходить по осьовому отвору штока 2 і по осьовому отвору опорного штока 23, потім направляється у внутрішню порожнину дзвона, де, розділяючись, частково промиває дзвін і далі по отворах у перехіднику дзвона 30 перетікає в міжтрубний простір. Потім промивальна рідина по трубі 27 направляється в порожнину керноприймача, промиваючи її від шламу і глини, які могли бути захоплені під час спуску керноприймача в свердловину.

Після закінчення промивання внутрішніх порожнин дзвону і керноприймача в бурильні труби кидають гумову пробку зі стрижнем (для створення спрямованого руху) і знову включають промивальний насос. Пробка, дійшовши до штока 2, щільно перекриває верхній отвір порожнини газозбірника (рис. 3.7, б). Під тиском промивальної рідини шток опускається вниз, стискаючи пружину 12. У цей час пружинні засувки зачіпляються за виступ на верхній частині затвора і перешкоджають підйому штока вгору. Рідина починає надходити в порожнину, утворену внутрішньою поверхнею головки труби і перехідником, і потім по отворах в перехіднику 17 виходить у міжтрубний простір і далі в свердловину по двох еліпсоподібних отворах, розташованих у торцевій частині коронки під кутом 45° до осі труби, і по двох отворах збоку коронки, просвердлених у корончатому кільці під кутом 90° до осі труби.

Технічна характеристика кернагазонабирача КГН-3-58

Довжина, мм.....	2200
Зовнішній діаметр, мм.....	89
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм.....	92
Довжина кернаприймача, мм.....	450
Діаметр вибурюваного керна, мм	60
Корисна місткість дзвона, см ³	4000
Вага кернагазонабирача, кг.....	40

Буріння по вугіллю проводиться при тиску на вибій 500 – 800 кг. Після перебурювання 0,45 м починається підйом снаряда. У цей час в свердловину закачується промивальна рідина.

При підйомі інструменту газ, що виділяється з вугільного керна, надходить по трубці 27 в порожнину газозбірника, а рідина витісняється через водяний затвор у міжтрубний простір кернагазонабирача.

Після підйому бурового інструменту кернагазонабирач встановлюється на усті свердловини, з газозбірника витягується газ (докладніше про відбір газу із дзвона сказано нижче). Потім кернагазонабирач піднімається над устям свердловини, знімається патрубок 37 з коронкою 39, послаблюється контргайка і відгвинчується кернаприймач з перехідником 25, на нижній кінець якого нагвинчується заглушка 41, а на головку 34 кернаприймача нагвинчується дегазаційний штуцер 40. У такому вигляді (рис. 3.7, в) кернаприймач направляється в лабораторію, де проводиться дегазація проби за загальноприйнятою методикою.

Складання і розбирання. На опорний шток 23 з прокладкою 24 надягають два опорних підшипники 18, шток вводиться в перехідник 17, ставиться опорна шайба 19 і проводиться набивка сальників 16 і 20, ставляться шайби 15 і 21 та сальники підтягуються притискними гайками 14 і 22. Зверху в шток 23 угвинчується нижня частина затвора 13. у верхню частину затвора 5 вставляється шток 2 і проводиться набивка сальника 9, який підтягується притискною гайкою 10. У бічний отвір у верхній частині затвора вводиться штревель 8, набивається сальник 7, який піджимається гайкою 6, після чого верхня

частина затвора з прокладкою 11 нагвинчується на нижню, у яку попередньо вставляється пружина 12.

Трубка 27 угвинчується в верхню частину перехідника дзвона 30, який потім з'єднується з корпусом дзвона 29. Зверху на корпус нагвинчується головка дзвона 25, яка потім з'єднується з опорним штоком 23.

На керноприймач 36 нагвинчується головка керноприймача 34. Перехідник 17 з'єднується з кожухом труби 26, до якого приєднується ніпель 31; на верхню частину перехідника 17 нагвинчується головка 1.

На головку керноприймача нагвинчується контргайка 33 і керноприймач угвинчується в перехідник 30 дзвона. В останню чергу пригвинчується патрубок 37 з буровою коронкою 38.

Після підйому бурових труб і вилучення з газозбірника газу керногазонабирач витягується із свердловини, швидко відгвинчується патрубок 37 з буровою коронкою 38, послаблюється контргайка 33 і відгвинчується керноприймач, який швидко герметизується дегазаційним штуцером і заглушкою. Повне розбирання керногазонабирача проводиться після 5 – 10 спусків. Розбирання керногазонабирача здійснюється в порядку, зворотному складанню.

Перевірка керногазонабирача і відбір проб. Спочатку виконується підготовка до спуску керногазонабирача. Відгвинчується головка снаряда 1 і перевіряється надійність роботи мікрорентильного пристрою: канали мають бути чистими, штрель повинен надійно перекивати їх, шток 2 знаходитися в верхньому положенні, а його поверхня змазана солідолом.

Дзвін повинен бути завжди чистим усередині та зовні, особливо уважно потрібно стежити за отворами в перехіднику дзвону для виходу промивальної рідини, щоб вони не виявилися забитими глинистим розчином і шламом.

Перевіряється положення різального торця керноприймача відносно верхньої межі циліндричного отвору коронки, яке залежно від міцності вугілля має бути таким: при бурінні слабкого вугілля – нарівні з гранню або навіть з напуском за грань, але з таким розрахунком, щоб керноприймач вільно обертався і не виявився притиснутим коронкою; при бурінні міцного вугілля різальний торець повинен відстояти від верхньої межі коронки на 3 – 5 мм.

Після складання керногазонабирача всі з'єднання повинні бути підтягнуті ключами.

Спуск керногазонабирача здійснюють без закачування промивальної рідини в свердловину. Промивання керноприймача від шламу і глини починають на відстані 0,5 – 1,0 м від вибою або від передбачуваного рівня шламу. Потім у бурильні труби вставляють гумову пробку зі стрижнем і включають промивальний насос. Після 3 – 5 хв прокачування промивальної рідини починається буріння зі швидкістю буріння вугілля звичайними подвійними колонковими трубами. Тиск на вибій має бути 500 – 800 кг. Величина проходки повинна становити 0,45 м.

Під час підйому інструменту необхідно проводити закачування промивальної рідини в свердловину.

Витяг газу з газозбірника. Після підйому бурового інструменту зі свердловини при появі перехідника керногазонабирача 17 над устям свердловини в його прорізи вставляється підкладна вилка (рис. 3.7, г). Потім відвертається головка снаряда. У мікровентильний пристрій угвинчується штуцер, на який надівається гумовий шланг з газового вимірника. Затиск на гумовій трубці послаблюється і відвертається штревель. Спочатку газ надходить з газозбірника в газовий вимірник за рахунок перепаду тиску в відсіках вимірника і різниці рівнів промивальної рідини в свердловині та керногазозбирачу, потім до вільного відведення газового вимірника приєднується вакуумний насос і створюється з його допомогою розрядження. Відсмоктування газу припиняється, коли в контрольній піпетці з'являється буровий розчин.

З водомірного скла газового вимірника визначається об'єм газу, що виділився, з якого для проведення хімічного аналізу відбираються дві проби в пляшки місткістю 0,25 – 0,5 л. Пляшка заповнюється водою і в перевернутому вигляді поміщається в посудину з водою, де в її шийку вводиться шланг з контрольною піпеткою. Знімається затиск, насосом Шинца створюється тиск у половині вимірника з водомірним склом і 0,20 – 0,45 л газу переводиться в пляшку, яка під водою закривається гумовою пробкою і потім направляється в газову лабораторію. Решта газу випускається в повітря.

У тому випадку, коли об'єм газу в газозбірнику більше об'єму вимірників, мікровентиль перекриває штревель, а затиск на гумовій трубці загвинчується. Визначається об'єм газу і відбирається його проба на аналіз, а решта газу випускається в повітря. Газовий вимірник під'єднується до газозбірника і відбирається наступна порція газу.

Операції повторюються до появи бурового розчину в контрольній піпетці, що свідчить про повне відкачування газу з газозбірника.

Якщо буріння ведеться з повною втратою промивальної рідини в свердловині, то для отримання газу з газозбірника необхідно мати посудину з водою, висотою не менше 1 м. Піднятий керногазонабирач встановлюється в усті свердловини на вилку, відгвинчується головка 1 на три-чотири оберти і потім керногазонабирач у вертикальному положенні без поштовхів і ударів опускається в посудину з водою. Відгвинчується головка керногазонабирача і проводиться витяг газу з газозбірника описаним вище способом.

Газовий вимірник (рис. 3.7, д) призначений для відбору газу з газозбірника, керногазонабирача і визначення його кількості. Він являє собою металеву посудину циліндричної форми місткістю 6 – 7 л. Посудина розділена на дві половини перегородкою, що не доходить до дна на відстані 5 мм. В одну з половин газового вимірника вмонтована водомірна скляна трубка, з якої визначається кількість, що надходить у вимірник газу. До кришки вимірника припаяні дві трубки, кожна з яких з'єднана з однією з половин циліндра. На трубку, розташовану з боку вимірної скляної трубки, надітий гумовий шланг для приєднання вакуумного насоса, а на другу – гумовий шланг з контрольною піпеткою для під'єднання до газозбірника.

У вимірник заливається 3,5 – 4 л води і до шлангу з боку водомірного скла приєднується насос, за допомогою якого створюється тиск. Вода перетікає в іншу половину вимірника до встановлення рівня водомірного скла на нуль, при цьому вона потече із шланга з контрольною піпеткою. При такому положенні рівнів води на шлангу за контрольною піпеткою ставиться затиск і газовий вимірник приєднується до штуцера, угвинченим у мікрорентильний пристрій.

Керногазонабирач КГ-55/120-К-62

Конструкція. Керногазонабирач (рис. 3.8) складається з корпусу, керноприймача і газозбірника (дзвона).

Корпус включає в себе перехідник 1, перехідник-тримач 5, кожух 7, розподільник 9, нижню трубу 14 і бурову коронку 26.

Керноприймач складається з перехідника 16, труби керноприймача 23 і керноформуваної коронки 25 з пружинами 24. У верхній частині керноприймача є клапанний пристрій 18 – 22.

Газозбірник – це труба 8, з'єднана з розподільником 9, на яку нагвинчена і потім приварена голівка газозбірника 6. У верхній частині останньої є газовідвідний кран, який складається з вакуумної трубки 4, надітої на штуцер і затисненої гвинтом 2. Газозбірник з керноприймача з'єднується за допомогою опорного патрубку 11, який ущільнений у розподільнику 9 сальником 12, що охороняє два опорних підшипники 10. Регулювання зазору між внутрішньою гранню бурової коронки і керноформуваною коронкою здійснюється підбиттям відповідного числа кілець підшипника.

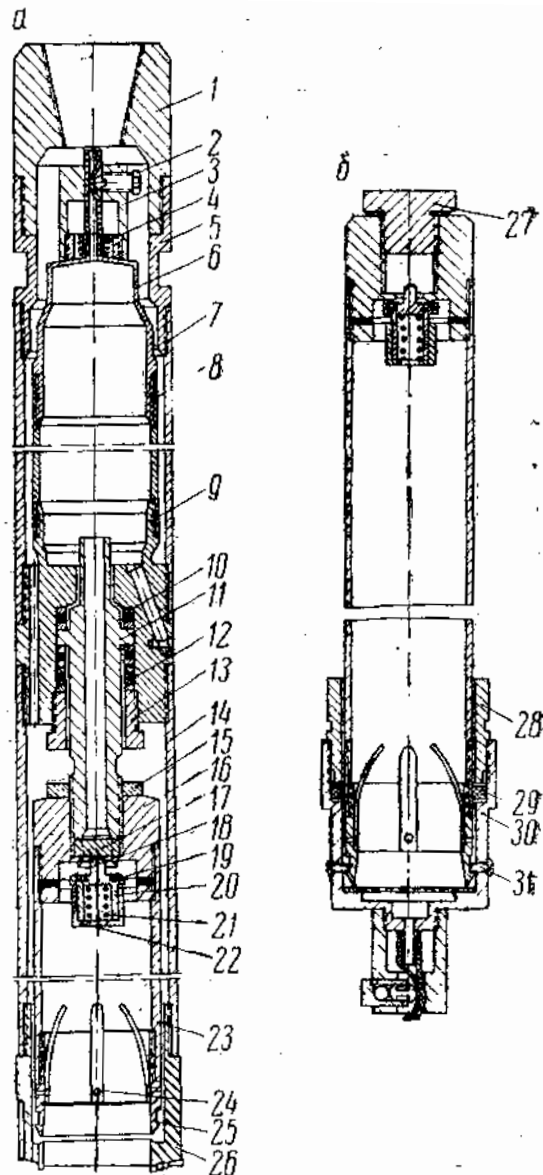


Рис. 3.8. Керногазонабирач КГ-55/120-К-62
a – керногазонабирач; *б* – керноприймач

Технічна характеристика керногазонабирача КГ-55/120-К-62

Довжина, мм.....	3600
Зовнішній діаметр, мм.....	89
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм.....	92
Довжина керноприймача, мм.....	1200
Діаметр вибурювального керна, мм	60
Корисна місткість дзвона, см ³	7000
Вага керногазонабирача, кг.....	65

Принцип дії. Керногазонабирач опускається в свердловину, заповнену до устя промивальною рідиною. Для витіснення повітря з керноприймача і газозбірника в усті свердловини проводиться заповнення керногазонабирача буровим розчином.

Промивальна рідина при бурінні тече через отвір у перехіднику 1 в міжтрубний простір між кожухом 7 і газозбірником, потім через систему вертикальних отворів у розподільнику 9 направляється в міжтрубний простір між керноприймачем і трубою 14 і далі через отвори в коронці 26 – до вибою свердловини.

Обертання від бурильних труб при бурінні передається перехіднику 1, перехіднику-тримачу 5, кожуху 7, розподільнику 9, трубі 14 і буровій коронці 26. При цьому керноприймач, спираючись на вугільний kern і опорні підшипники 10, не обертається.

Вугільний kern під час буріння надходить у порожнину керноприймача і через канал опорного патрубка 11 витісняє в газозбірник промивальну рідину, яка далі через отвори в розподільнику 9 потрапляє в свердловину. Одночасно з підйомом керногазонабирача проводиться закачування в свердловину промивальної рідини, яка повинна заповнювати свердловину до устя для того, щоб перешкоджати втраті газу в газозбірнику.

Газ, що виділяється з вугільного керна при підйомі інструменту, надходить у газозбірник і збирається в його верхній частині, а витіснена газом рідина потрапляє в свердловину через отвори в розподільнику 9.

Після підйому бурового інструменту керногазонабирач встановлюється на усті свердловини і з газозбірника відбирається вільний газ. Потім керногазонабирач витягується із свердловини і з нього знімається верхня труба. Керноприймач знизу герметизується

ковпаком, на якому є газовідвідна трубка. Потім керноприймач від'єднується, при цьому клапанний пристрій 18 – 22 перекриває керноприймач у верхній частині.

У такому вигляді керноприймач направляється в газову лабораторію, де проводиться дегазація проби за прийнятою методикою.

Безпосередньо на буровій вищці керноприймач з вугіллям підключається до газових вимірників для встановлення залежності виділення газу в часі. Ця залежність, зображена у вигляді кривої, може бути використана для визначення втрат газу з керна за час герметизації керноприймача.

Складання керногазонабирача. Зверху на розподільник 9 нагвинчується труба газозбірника 8 з головою 6, на штуцер якої надівається відрізок вакуумної трубки; на головку 6 нагвинчується корпус газовідвідного крана 8 із затискним гвинтом 2. Потім на розподільник 9 нагвинчується кожух 7, а на нього – перехідник-тримач 5.

Складання верхньої частини закінчується загвинчуванням перехідника 1 на перехідник-тримач. Перед установленням керноприймача в керногазонабирачі з нього знімається герметизуючий ковпак 30 із затискним кільцем 28 і видаляється заглушка 27. У верхню частину перехідника 16 керноприймача вставляється притисна планка 17 і вгвинчується до відмови патрубків 11 з насадженими на нього підшипником і сальником 12, притисною гайкою 13 і контргайкою 15, у результаті чого відкривається клапанний пристрій 18 – 22.

Прохідність клапана для бурового розчину визначається шляхом заливання рідини через патрубків 11, після чого контргайка затягується. Керноприймач упорним патрубком 11 і підшипником 10 вставляється в розподільник 9, гайка 15 затягується, потім нагвинчується нижня труба з коронкою. Величина зазору між керноформуальною коронкою 21 і коронкою 26 регулюється зменшенням або збільшенням числа регулювальних кілець підшипника 10. Після складання необхідно перевірити обертання керноприймача в зібраному пристрої.

Відбір проб. Складений і відрегульований керногазонабирач опускається в кондуктор свердловини, заздалегідь заповненої буровим розчином, і ставиться на підкладну вилку, яка входить у пази перехідника-тримача 5. Знімається перехідник 1, вигвинчується гвинт

2, який віджимає гумову трубку 4. При цьому промивальна рідина, що знаходиться в свердловині, витісняє повітря з керноприймача і нижньої частини газозбірника. З верхньої частини газозбірника повітря видаляється за допомогою вакуумного насоса Комовського. Коли в контрольній піпетці, вставленої в з'єднувальний шланг, з'являється промивальна рідина, гумова трубка 4 пережимается гвинтом 2 і насос від'єднується.

Після нагвинчування перехідника 1 керногазонабирач опускається в свердловину зі звичайною швидкістю. Перед підстановкою інструменту на вибій проводиться промивка привибійної частини свердловини. Буріння по вугіллю ведеться за прийнятою технологією, довжина проходки 1200 мм. Відрив інструменту від вибою проводиться відразу ж після закінчення буріння, при цьому пружини керноформуваної коронки повинні відривати й утримувати керн до того, як він потрапить у керноприймач. Інструмент піднімається зі звичайною швидкістю і лише в кінці трохи повільніше. Під час підйому в свердловину безперервно закачується буровий розчин з таким розрахунком, щоб він весь час переливався через край кондуктора.

Витяг газу із газозбірника. При появі перехідника-тримача 5 над устям свердловини в його пази вставляється підкладна вилка і керногазонабирач встановлюється на кондукторі. Потім відгвинчується і знімається перехідник, до газовідвідного крану приєднується газовий вимірник за допомогою гумового шланга з піпеткою. Витяг газу і відбір проб для аналізу проводиться так само, як із керногазонабирача КГН-3-58.

Після вилучення газу з газозбірника керногазонабирач витягується із свердловини і від'єднується нижня труба з буровою коронкою. На нижню частину керноприймача з керноформуваною коронкою швидко надівається складений герметизуючий ковпак 30 з перекритим краном, при цьому стопорні гвинти ковпака 31 повинні увійти в пази керноформуваної коронки. Потім ковпак повертається на 90 ° для того, щоб гвинти увійшли в поперечну виточку керноформуваної коронки.

Вгвинчуванням затискного кільця 28 в герметизуючий ковпак 30 розпрямляються кільця ущільнювачів 29. При цьому створюється герметизація нижньої частини керноприймача. При згвинченні керноприймача з опорним патрубком 11 під впливом пружини 21 відбувається перекриття клапана. Остаточна герметизація

керноприймача зверху досягається вгвинчуванням заглушки 27. Іншу частину керногазонабирача промивають, сушать, змащують і прилад готують до наступної роботи.

Визначення газовиділення. Після герметизації керноприймача він відразу ж підключається до газового вимірника для встановлення залежності газовиділення в часі. Протягом перших 20 хв відліки роблять через 5 хв, а далі – через 10 хв. Спостереження за вільним виділенням газу здійснюється протягом 1,5 – 2 год.

За цими даними будується графік залежності газовиділення в часі. За початок газовиділення береться час закінчення герметизації. Крива інтерполюється вліво до ординати, що відповідає часу герметизації керноприймача. Площа, обмежена інтерпольованою кривою і лініями, що паралельні осі ординат і проходять через точки початку і закінчення герметизації, приймається за величину втрат газу в керноприймачі при герметизації.

Керногазонабирач КА–61

Конструкція. Керногазонабирач Щегловської геолого-розвідувальної експедиції типу КА-61 (рис. 3.9) складається з корпусу, керноприймача газозбірника і вузла допоміжних механізмів.

Корпус труби включає в себе бурову коронку 40, зовнішню трубу 35, перехідник 5, запобіжний кожух 2 і верхній перехідник 1.

Керноприймач складається з труби 36, на нижній кінець якої нагвинчено керноформувальну коронку 37, а на верхній – перехідник 21, до якого приєднаний ковпак клапана 24 з клапаном 23, пружиною 25 і напрямним штоком 26. У середині труби 36 між керноформувальною коронкою і верхнім клапаном знаходиться касета 34 з упорним кільцем 33, яка складається з двох половин. У нижній кінець керноформувальної коронки вставлений запобіжний ковпак 41, який закріплений заклепкою. Для запобігання керна від випадання служить павук 39.

Газозбірник складається з труби 27, до нижнього і верхнього кінців якої приєднані клапани; з внутрішнього боку в нижній частині труби 27 припаяна трубка 28, верхній кінець якої виведений через трубу 27.

У вузол допоміжних механізмів входять: штанга 4, внутрішній перехідник 8, сполучний патрубок 13, ніпель 17, упор 9, амортизатор 10, підп'ятник 12, опорний шток 14, зовнішній шток 1, відвідна шпилька 16, віджимний гачок 19 і віджимний шток 22.

Технічна характеристика керногазонабирача КА–61

Довжина, мм.....	2500
Зовнішній діаметр, мм.....	73
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм.....	75
Довжина керноприймача, мм.....	900
Діаметр вибурювального керна, мм	40
Корисна місткість газозбірника, см ³	1100
Вага керногазонабирача, кг.....	45

Принцип дії. Керногазонабирач опускається в свердловину на звичайних бурильних трубах. Корпус керногазонабирача з внутрішніми деталями пов'язаний телескопічно, тому при спуску і підйомі він зміщується вниз відносно внутрішніх деталей, при цьому павук, пов'язаний з корпусом, прикриває знизу своїми пружинами керноформувальну коронку.

При постановці снаряда на вибій внутрішні деталі переміщуються вниз під дією ваги інструменту, штовхаючи керноформувальну коронку. При цьому остання виходить уперед відносно бурової коронки на величину, що встановлюється перед спуском згідно з міцністю вугілля. При опусканні керноформувальна коронка розсовує пружини павука, які розміщуються між коронками.

При спуску в свердловину керногазонабирача всі три клапани знаходяться у відкритому стані, тому промивальна рідина, потрапляючи через отвір у запобіжному ковпаку, витісняє повітря з керноприймача і газозбірника, яке надходить далі по каналах в деталях 15, 8 і 4 в свердловину.

Верхній клапан газозбірника закривається на початку буріння. Керноприймач і газозбірник разом із зовнішнім штоком 15 та опорним штоком 14 під час буріння обертаються. Це відбувається завдяки упору приймальної коронки в вибій. При обертанні ніпеля 17 шпилька 16, запресована в ніпель, натискає і повертає віджимний гачок 19 по Г-подібному пазу, який, потрапивши головою в поздовжній паз, під дією пружини йде вгору, а клапан 23 щільно притискається до конусної виточки перехідника 21.

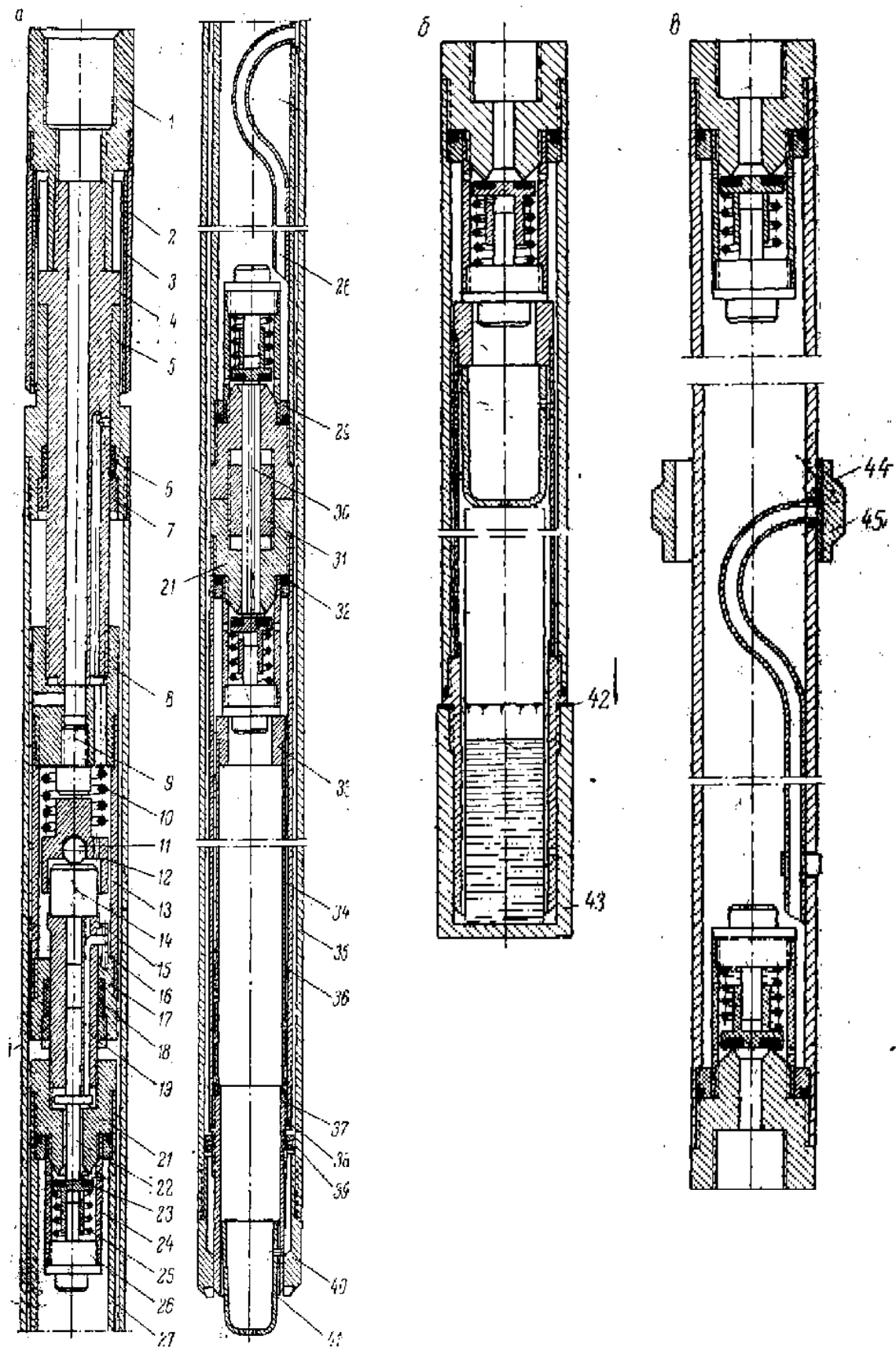


Рис. 3.9. Керногазонабирач КА-61:
 а – керногазонабирач; б – керноприймач; в – газозбірник

Промивальна рідина надходить через верхній перехідник 1, поздовжній отвір в штанзі 4, бічні отвори внутрішнього перехідника 8 у міжтрубний простір і далі тече в свердловину через отвори в коронці.

У процесі буріння керноформувальна коронка вдавлюється без обертання в вугілля зусиллям подачі інструменту, а зовнішня коронка 40 обертається навколо керноформувальної коронки і розбурює вугілля. Обертові деталі відокремлюються від необертючих кулькою 11.

У міру надходження вугільного керна промивальна рідина з керноприймача витісняється в газозбірник через центральні отвори в перехідниках 21 і далі по трубці 28 потрапляє в міжтрубний простір.

Для того щоб перекрити керноприймач знизу, необхідно заглибитися в ґрунт пласта або міцний прошарок на 10 – 12 см.

У міру підйому інструменту виділяється з вугільного керна газ і надходить у газозбірник через центральні отвори в перехіднику. У газозбірнику газ збирається у верхній частині, а промивальна рідина витісняється через трубку 28.

При підйомі інструменту необхідно закачувати промивальну рідину до устя свердловини.

Складання і розбирання. Складання керногазонабирача проводиться в описаному далі порядку. У перехідник 5 вводиться штанга 4 і проводиться набивка сальника 6, який притискається гайкою 7, при цьому штанга повинна вільно переміщатися в перехіднику, а гайка сальника 7 закручена врівень з перехідником. На верхню частину штанги 4 накручується перехідник 1 із запобіжним кожухом 2 і запобіжним патрубком 3, а на нижню частину – внутрішній перехідник 8, у який укручений обмежувач 9. Потім перехідник з'єднується патрубком 13, усередину якого вкладаються амортизатор 10 і підп'ятник 12.

Зовнішній шток 15 вводиться в ніпель 17, проводиться набивка сальника 18, який затягується гайкою 20. У нижню частину штока вводиться віджимний шток 22, а зовнішній шток 15 укручується в перехідник 21.

До нижньої частини перехідника 21 приєднується ковпак клапана 24, усередину якого вкладаються клапан 23 з пружиною 25, які закріплюються напрямним штоком 26. У зазначеній послідовності збираються всі три клапани.

У верхню і нижню частини труби 27 вставляються ущільнювальні 29 та гумові 32 кільця. У верхній кінець труби

вгвинчується перехідник 21 з клапаном і зовнішнім штоком 15, а в нижній – перехідник 21 з клапаном.

У приймальну трубу 36 вкладається касета 34. До нижнього кінця труби 36 з прокладкою 38 пригвинчуються керноформувальна коронка 37 із запобіжним ковпаком 41. У верхню частину труби 36 вставляються ущільнювальне 29 та гумове 32 кільця й угвинчується перехідник 21 з клапаном.

У перехідник 21 керноприймача вгвинчується з'єднувальний ніпель 31 зі стрижнем 30. На з'єднувальний ніпель, обмотаний сальниковим шнуром, нагвинчують до відмови керноприймач і газозбірник.

В отвір зовнішнього штока 15 вставляється шпилька розміром 8×150 мм (застосовується тільки для складання) і віджимається клапан 23. Потім заводиться віджимний гачок 19 у Г-подібний паз зовнішнього штока, виймається допоміжна шпилька і вкладається опорний шток 14. Зібраний газозбірник і керноприймач приєднуються за допомогою ніпеля 17 до з'єднувального патрубка 13.

Зовнішня труба 35 нагвинчується на перехідник 5. При цьому необхідно утримувати від обертання внутрішні деталі, щоб віджимний гачок не вийшов із зачеплення і клапан не закрився. У нижню частину труби 35 вкладається павук 39 і прикручується бурова коронка 40.

Розбирання. При вертикальному положенні керногазонабирача після його підйому із свердловини зовнішня труба швидко відгвинчується разом з павуком і буровою коронкою. На керноформувальну коронку з гумовою прокладкою нагвинчується герметизуючий стакан 43, а отвір сполученої трубки закривається гумовою прокладкою 44 і затискається хомутом 45, після чого керноприймач відділяється від газозбірника. Спочатку відгвинчують перехідники 21 керноприймача від з'єднувального ніпеля 31, при цьому розпирають стрижнем 30 клапани керноприймача і газозбірника закриваються.

Для перевірки герметичності верхнього клапана в нього наливається вода. В отвір перехідника вкладається гумова прокладка, яка затискається пробкою. Потім від ніпеля 17 відгвинчується з'єднувальний патрубок 13, виймаються опорний шток 14 і віджимний гачок 19, відгвинчується зовнішній шток 15 і виймається віджимний багнет 22.

Керноприймач і газозбірник у такому вигляді направляють до лабораторії для дегазації. Інші деталі допоміжного механізму й

корпусу відгвинчують, миють і змащують. Якщо є змінні керноприймач і газозбірник, керногазонабирач збирають і готують до нового спуску в свердловину.

Після вилучення газу газозбірник розбирають, деталі його миють, просушують і змащують.

Після дегазації керноприймач розбирають, знімають герметизуючий стакан, відгвинчують перехідник 21 з верхнім клапаном і керноформувацьну коронку. Касету з вугіллям виштовхують через верхній кінець труби дерев'яним штоком. Вугільний керн описують, зважують і відправляють на технічний аналіз.

Перевірка керногазонабирача і відбір проб. У майстерні керноприймач і газозбірник перевіряють на герметичність спочатку маслом до тиску 40 ат, а потім повітрям до тиску 8 ат.

Для цього снаряд затискають у тиски горизонтально і натискають на керноформувацьну коронку до відмови. Керноформувацьна коронка повинна випереджати різці бурової коронки на 3 – 4 мм при малій міцності вугілля. У міцних вугіллях величина виступу керноформувацьної коронки може бути менше. Якщо величина виступу більше або менше нормальної, керногазонабирач розбирають і під головку обмежувача підкладають шайби.

Перед спуском снаряда перевіряють стан верхнього клапана, який повинен бути відкритим. Для цього керногазонабирач ставлять вертикально вгору коронками і в приймальну частину наливають воду, яка повинна витікати з отвору в штанзі 4.

Спуск керногазонабирача в свердловину проводиться зі звичайною швидкістю спуску бурового інструменту. Місця затримок інструменту в свердловині проходять з промивкою та обертанням. Перед постановкою керногазонабирача на вибій включається промивка і подальший спуск здійснюється повільно з обертанням.

Буріння по вугіллю проводиться в звичайному порядку з тиском на вибій 900 – 1100 кг, при цьому швидкість проходки становить 1,5 – 2 см/хв. При збільшенні швидкості проходки тиск на вибій знижується. Верхня частина вугільного пласта потужністю більше 0,6 м перебудується звичайною подвійною колонковою трубою системи Алексєєнко, нижня – керногазонабирачем КА-61 з таким розрахунком, щоб останнім було перебудування приблизно 0,4 м вугілля. Пласти меншої потужності перебудуються повністю

керногазонабирачем КА-61. Для герметизації керноприймача знизу необхідно заглибитися на 10 – 12 см в ґрунт пласта.

Підйом керногазонабирача проводиться зі звичайною швидкістю підйому бурового інструменту, при цьому в свердловину необхідно закачати розчин.

Дегазація керноприймача і газозбірників здійснюється в лабораторії відповідно до загальних правил.

Розрахунок вмісту газу в пробі, відібраної керногазонабирачем.

Об'єм газів, витягнутих з газонабирача і керноприймача, приводяться до нормальних умов (760 мм рт. ст. і 0° С)

$$V_0 = Vk, \text{ см}^3, \quad (3.12)$$

де V – об'єм видобутого газу, см^3 ; k – коефіцієнт перерахунку для приведення газу до нормальних умов.

Визначаються об'єми компонентів, приведених до нормальних умов, даними газового аналізу

$$V_K^0 = \frac{V_0 a_K}{100}, \text{ см}^3, \quad (3.13)$$

де a_K – вміст компонента, %.

Обчислюються загальні об'єми кожного компонента (у разі поетапної дегазації проби з роздільним аналізом газів)

$$V_{K_{\text{заг}}}^0 = \sum V_K^0, \text{ см}^3. \quad (3.14)$$

Розраховується газовміст відповідного компонента на 1 г проби

$$\Gamma = \frac{\sum V_K^0}{P}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (3.15)$$

де P – вага проби, г.

Визначається газовміст кожного компонента на 1 г горючої маси проби

$$\Gamma_{\text{г.м}} = \frac{\sum V_K^0}{P_{\text{г.м}}}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (3.16)$$

де $P_{\text{г.м}}$ – горюча маса проби, що розраховується за формулою

$$P_{\Gamma, \text{м}} = P \frac{100 - (A^a + W^a)}{100}, \text{ г}, \quad (3.17)$$

де A^a і W^a – відповідно зольність і вологість проби, %.

3.2.3. Методи непрямого визначення природної газоносності

Природна газоносність вугільних пластів розраховується за формулами, пропонованими дослідниками ІГД ім. А.А. Скочинського або МакНІІ.

Формула ІГД ім. А.А. Скочинського

$$G = \frac{65,5m(100 - A - W)}{100 \left(\frac{a}{P} + b \right) V_{\Gamma}^{0,146} e^n (1 + 0,31W)} + \frac{PRT_0 e^{-\alpha\sigma}}{T \varepsilon P_1}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (3.18)$$

де 65,5 – умовна максимальна сорбційна метаноемність вугілля при $V_{\Gamma} = 1\%$; $W = 0\%$; $t = T_0$ і $b = 1 \text{ м}^3/\text{т}$; m – безрозмірний поправковий коефіцієнт на жорсткість скелета вугілля, який для вугілля марки Г, Ж і К до тисків 60 ат змінюється від 1,0 до 0,9, для вугілля марки А, Т і ОС – близький 1; A і W – природна зольність і вологість вугілля, %; a і b – константи, які визначаються за таблицями або за такими формулами:

$$a = 2,4 + 0,21V_{\Gamma}; \quad (3.19)$$

$$b = 1,0 - 0,004 V_{\Gamma}; \quad (3.20)$$

P – тиск метану в вугільних пластах, що розраховується за формулою

$$P = 0,1(H - H_0); \quad (3.21)$$

H – глибина, на якій визначається метаноемність вугілля, м; H_0 – глибина зони газового вивітрювання, м; V_{Γ} – вихід летких речовин на горючу масу, %; e – основа натуральних логарифмів; n – температурний фактор, який визначається за таблицями або за формулою

$$n = \frac{0,02t}{0,993 + 0,007P}; \quad (3.22)$$

P – пористість вугілля, м³/т; α – емпіричний коефіцієнт компресії; σ – нормальна напруга, що дорівнює різниці геостатичного тиску і тиску газу в шарі; ε – коефіцієнт стисливості метану при температурі і тиску газу в шарі; $T_0 = 273^\circ$; T – абсолютна температура пласта, град; $P_0 = 1$ ат.

Формула МакНІІ має вигляд:

$$G = \left(\frac{3}{\lg V_G} + \frac{H - H_0}{[0,02(H - H_0) + 0,0015V_G^{2,7} + 2,5]} \times \left[1 + \frac{11000\alpha}{(H - H_0)\alpha + 5 \cdot 10^4} \right] K \right) \times \frac{100 - A - W}{100}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (3.23)$$

де G – шукана метаноносність вугільного пласта на досліджуваній глибині, м³/т; H – відстань від поверхні до горизонту, для якого визначається метаноносність вугільного пласта, м; H_0 – глибина поверхні зони метанових газів, м; V_G – вихід летких речовин на одиницю горючої маси вугілля, %; α – середній кут падіння пласта в інтервалі від кордону зони метанових газів до досліджуваної глибини, град; K – температурний коефіцієнт, що відображає відмінність температурного режиму в різних басейнах і визначається за формулою

$$K = \frac{1,15 + 0,0007H}{1 + 0,02t}; \quad (3.24)$$

де t – температура порід на глибині H , град.

Фактична метаноємність вугілля може значно відрізнятись від розрахункової у зв'язку з тим, що вугільні пласти мають дуже складну будову.

Закономірність зміни газового тиску в вугільних пластах вивчена недостатньо повно. Тому застосування цього методу можливо тільки за рішенням експертної комісії для орієнтовних розрахунків при відсутності можливості визначення природної газоносності вугільних пластів іншими методами.

3.2.4. Комплексний метод МГК

Цей метод заснований на використанні безперервного газового каротажу вихідної зі свердловини промивальної рідини.

Газовим каротажем по свердловині в розрізі порід виявляються газовидільні інтервали (вугільні пласти і газовмісні породи). За обсягом газу, винесеного буровим розчином з інтервалу газовмісних порід, визначають кількість газу, що виділився з 1 м перебуреної породи.

Визначивши обсяг газу, винесеного буровим розчином з інтервалу вугільного пласта, і залишкову газоносність вугільного керна і шламу, за рівнянням газового балансу знаходять природну газоносність вугільного пласта.

Комплексний метод МГК – єдиний метод виявлення газоносних горизонтів у породах вугленосної товщі відкладів, що їх перекривають.

Для підвищення повноти вивчення газоносності вмісних порід комплексним методом МГК слід ширше використовувати дані стандартного вугільного і бічного каротажів зондування, кавернометрії і лабораторних визначень деяких фізичних властивостей гірських порід.

При перетині свердловиною вугільного пласта об'єм газу, що виноситься промивальною рідиною на поверхню, складається з об'єму газу, що виділяється з вугільного керна і шламу, який дорівнює сумі різниць між природною газоносністю Γ і залишковим вмістом газу в керні a і шлам b на поверхні; об'єму газу, що надходить з частини пласта, який прилягає до стінок свердловини $Q_{ст}$; об'єму газу, що вноситься в свердловину промивальною рідиною $Q_{вх}$; об'єму газу, що виділяється з вмісних порід $Q_{пор}$ та об'єму газу, що виділяється з шламу, раніше перебуваних вугільних пластів $Q_{шл}$, тобто

$$Q_{об} = (\Gamma - a) g_K + (\Gamma - b) g_{шл} + Q_{ст} + Q_{вх} + Q_{пор} + Q_{шл}, \text{ дм}^3, \quad (3.25)$$

де g_K і $g_{шл}$ – відповідно вага керна і шламу, кг.

Практичні роботи показали, що величина $Q_{ст}$ незначна і знаходиться в допустимих межах, тому нею можна знехтувати.

$Q_{вх} + Q_{пор} + Q_{шл}$ складають фонові показники, тому ця сума позначається $Q_{ф}$.

Звідси природна газоносність вугільного пласта визначається за такою формулою:

$$\Gamma = \frac{Q_{об} + g_k a + g_{шп} b - Q_{ф}}{g_k + g_{шп}}, \text{ дм}^3/\text{кг}. \quad (3.26)$$

При перетині свердловиною газоносних порід об'єм газу, що виноситься промивальною рідиною, складається з об'єму газу, що виділяється з породного керна і шламу, об'єму газу, що надходить у свердловину з пересічних порід, і фонових показників.

З огляду на те, що основний об'єм газу в породах міститься у вільному стані в порах і тріщинах, залишковий газовміст керна і шламу дуже малий, тому об'єм газу, що виділився з 1 л перебуреної породи, буде розраховуватися за формулою

$$V_{пор} = \frac{Q_{об} - Q_{ф}}{m}, \text{ дм}^3/\text{м}, \quad (3.27)$$

де m – потужність газоносного інтервалу порід, м.

Для уточнення положення газоносних горизонтів і їх потужностей слід використовувати дані, одержувані стандартним вугільним каротажем та іншими промислово-геофізичними методами (бічним зондуванням, кавернометрією, нафтовим каротажем та ін.). А також проводити лабораторне дослідження кернів цих порід для встановлення їх колекторських властивостей.

Таким чином, для визначення газоносності вугільних пластів і газонасиченості вмісних порід у процесі розвідувального буріння комплексним методом МГК потрібно:

- проведення безперервного газового каротажу вихідного бурового розчину, відбір зразків вугільного і породного кернів шламу з газовидільних інтервалів у герметичні посудини;

- дегазація відібраних зразків та аналіз вилученого газу; проведення додаткових спостережень (визначення продуктивності насоса та об'єму бурового розчину, що виходить за 1 хв; часу відставання бурового розчину; хронометражу буріння вугільного пласта та ін.);

- використання даних стандартного вугільного та інших видів каротажу; проведення розрахункових робіт.

Проведення безперервного газового каротажу. Газокаротажну апаратуру встановлюють біля бурової вишки на весь період буріння свердловини. Для проведення безперервного газового каротажу використовують спеціальні напівавтоматичні та автоматичні газокаротажні станції ГКС-3, АГКС-5 та ін.

Установлення газокаротажної апаратури безперервної дії полягає в підключенні електроживлення, приєднання газовідвідної трубки, розташованої на дегазаторі, до газокаротажної апаратури, перевірці правильності роботи газоаналізатора (згідно зі спеціальною інструкцією) і закріпленні дегазатора в жолобі.

У зв'язку з тим, що газокаротажний дегазатор не може бути розташований біля самого устя свердловини, для зменшення втрат газу з вихідного бурового розчину на верхню частину обсадної труби насаджується труба з боковим відводом, на який надівається гумовий гофрований шланг діаметром 50 – 60 мм для подачі бурового розчину до дегазатора, який встановлюється не далі ніж на відстані 0,5 м від кінця шланга. Дегазатор повинен бути поплавкового або шнекового типу з газовідводом у верхній частині. Необхідно стежити, щоб під дегазатором не накопичувався шлам і зберігався постійний рівень рідини.

Газ, що виділяється з бурового розчину, разом з повітрям засмоктується через вхідний отвір дегазатора і надходить через ротаметр на газоаналізатор і далі в вакуумний насос, через вихідний отвір якого викидається в атмосферу.

Газоаналізатор працює за принципом містка Уїтсона, два плеча якого виконані з платинових ниток, вмонтованих у герметичні камери. Одна камера заповнена повітрям, а через іншу проходить газоповітряна суміш і дегазатор. При наявності горючих газів останні згоряють на розпеченій платиновій нитці, при цьому температура нитки підвищується, змінюється її опір і порушується компенсація містка. Електровимірвальний прилад, вмонтований у двигун містка, посилає інформацію про зростання концентрації горючих газів.

Перевірка справності газоаналізатора здійснюється пропусканням штучно виготовлених газових сумішей з певним вмістом метану, а також шляхом відбору проб газопідвідної лінії та проведенням аналізу їх у лабораторії.

Дебіт виходу бурового розчину визначається за допомогою витратоміра або згідно із часом заповнення посудини певного об'єму кожні 30 хв під час підвищених показань газоаналізатора.

Співвідношення між показаннями газоаналізатора і вмістом метану в буровому розчині залежить від властивостей бурового розчину (в'язкості та питомої ваги) і температури. Тому необхідно систематично, не рідше разу на зміну, і при всіх змінах у консистенції розчину визначати питому вагу, в'язкість і температуру розчину.

Відбір проб. З піднятого на поверхню вугільного керна з кожного пробуреного метра відбирають одну пробу, з вугільного пласта – не менше двох. Проби поміщають у герметичні посудини із зазначенням часу від кінця підйому до початку герметизації.

Шлам вугілля відбирається із шламової труби або з капронового мішка, через який пропускається буровий розчин, і поміщається в герметичну посудину.

Доцільно відбирати зразки порід у герметичні посудини через певний інтервал у часі з порід з підвищеними показниками газоаналізатора, а також з пористих порід для визначення їх залишкового газовмісту та оцінки кількості газу, що надходить з порід у буровий розчин.

Проба виходить із свердловини бурового розчину, відбирається у самого устя свердловини не менше разу на зміну при незмінних показниках газоаналізатора. Якщо показники змінюються, то беруть не менше трьох – п'яти проб на зміну для встановлення взаємозв'язку показань газокаротажної апаратури безперервної дії з фактичним вмістом метану в буровому розчині. На етикетках до відібраних проб, крім даних про свердловини і глибину, слід зазначити час відбору проби, показання газоаналізатора і номер робочих філаментів.

Проби вхідного розчину треба відбирати в гумові грілки, у яких є пробки з газовідвідними патрубками, що закриваються гумовими трубками із зажимами або заглушками. При відсутності можливості швидкої дегазації проби бурового розчину слід відбирати в попередньо вакуумовані склянки Боброва. Проби вихідного бурового розчину відбираються з патрубка насоса для скидання рідини з метою перевірки забрудненості розчину, що закачується в свердловину. При визначенні газоносності вугільних пластів відбирають 2 – 3 проби на зміну, при каротажі порід – 5 – 10 проб на тиждень. Ці проби рекомендується відбирати в такі ж посудини, у які відбирають проби вихідного бурового розчину.

Дегазація відібраних проб проводиться на дегазаційній установці.

Залишкова газоносність вугільного керна або шламу розраховується в такій послідовності:

- визначають об'єми компонентів газу за об'ємом газу, приведеним до нормальних умов, і результатами газового аналізу;
- встановлюють залишкову газоносність керна або шламу, за вагою вугільного керна або шламу та об'ємом компонентів газу;
- розраховують вагу горючої маси проби і залишкову газоносність на горючу масу з технічного аналізу.

Розрахунок залишкового газовмісту порід проводиться аналогічно, але без визначення газовмісту на горючу масу. Газовміст проб промивальної рідини розраховується в такій послідовності:

- визначають об'єми компонентів газу за об'ємом газу, приведеним до нормальних умов, і результатами газового аналізу;
- обчислюють газовміст окремих компонентів газу в одиниці об'єму рідини за об'ємом промивальної рідини, узятій для аналізу.

Після дегазації проби бурового розчину проводиться її флотація для визначення ваги вугільного шламу, який потрапив у цей об'єм рідини.

Додаткові визначення. При газовому каротажі свердловини ведеться хронометраж усіх операцій. Записи роблять у польовому журналі.

Після установаження дегазатора визначається час проходження газу від устя свердловини до газоаналізатора. Для цього під дегазатор вносяться леткі горючі рідини і фіксується час з моменту їх внесення до появи підвищених показань газоаналізатора. Цей термін враховується при відборі проби з бурового розчину.

Розрахунок тривалості руху бурового розчину від вибою до поверхні (відставання бурового розчину) здійснюється за формулою

$$t_{\text{в}} = 0,000785 \left(\frac{d_{\text{св}}^2 - d_{\text{ш}}^2}{V_{\text{роз}}} \right) H, \text{ хв}, \quad (3.28)$$

де $t_{\text{в}}$ – час відставання бурового розчину, хв; $d_{\text{св}}$ – діаметр свердловини, мм; $d_{\text{ш}}$ – зовнішній діаметр штанг, мм; $V_{\text{роз}}$ – дебіт вихідного бурового розчину, $\text{дм}^3/\text{хв}$; H – глибина свердловини, м.

Більш точно відставання бурового розчину можна визначати експериментально за допомогою засипки в свердловину дрібно

нарізаного целофану, вівса або кульок з фольги, заливки сильного електроліту або флюоресцеїна.

У першому випадку визначають час появи в усті свердловини перших частинок целофану, вівса або кульок з фольги, у другому – за допомогою спеціального приладу спостерігають електропровідність вихідного бурового розчину і відзначають момент підвищення показань, у третьому випадку встановлюють початок люмінесценції вихідного розчину за допомогою люмінесцентної лампи.

У цьому випадку час відставання бурового розчину визначають за формулою

$$t_{\text{в}} = t' - t_{\text{вн}}, \text{ хв}, \quad (3.29)$$

де t' – час одноразової циркуляції бурового розчину по свердловині, який визначається експериментально, хв; $t_{\text{вн}}$ – час руху бурового розчину по внутрішнім трубам від поверхні до вибою, що визначається за формулою

$$t_{\text{вн}} = 0,000785 \left(\frac{d_{\text{в.ш}}^2 H}{V_{\text{нас}}} \right) H, \text{ хв}, \quad (3.30)$$

де $d_{\text{в.ш}}$ – внутрішній діаметр штанг, мм; H – глибина свердловини, м; $V_{\text{нас}}$ – фактична продуктивність насоса, $\text{дм}^3/\text{хв}$.

Час відставання бурового розчину при змінній продуктивності насоса визначається за формулою

$$t'_{\text{в}} = t_1 + t_2 \frac{V'_{\text{нас}}}{V''_{\text{нас}}} + t_{\text{в}}, \text{ хв}, \quad (3.31)$$

де t_1 – час руху розчину по свердловині від вибою при первинній продуктивності насоса, хв; t_2 – час руху розчину по свердловині при змінній продуктивності насоса, хв; $V'_{\text{нас}}$ і $V''_{\text{нас}}$ – первісна і змінена продуктивність насоса, $\text{дм}^3/\text{хв}$; $t_{\text{ост}}$ – час зупинки насоса, хв.

Обробка отриманих даних. При кожній зміні параметрів бурового розчину встановлюють залежність між показаннями газоаналізатора і газовмісту вихідного бурового розчину і будують графіки або складають таблиці.

Об'єм газу, винесеного із свердловини за період рівнозначних показань газоаналізатора, розраховують за формулою

$$Q_t = \frac{V_{\text{роз}}tc}{1000}, \text{ дм}^3, \quad (3.32)$$

де $V_{\text{роз}}$ – дебіт вихідного бурового розчину за період рівнозначних показань газоаналізатора, $\text{дм}^3/\text{хв}$; t – час рівнозначних показань газоаналізатора, хв ; c – газовміст вихідного розчину, $\text{см}^3/\text{дм}^3$.

Загальний об'єм метану, що виділився в буровий розчин, визначають підсумовуванням

$$Q_{\text{заг}} = \sum Q_t = \frac{\sum V_{\text{роз}}tc}{1000}, \text{ дм}^3. \quad (3.33)$$

Вага кернів, піднятих усіма застосовуваними при бурінні з даного вугільного пласта буровими інструментами, розраховується за формулою

$$g_k = 0,000785 \sum d_k^2 l_k \gamma, \text{ кг}, \quad (3.34)$$

де d_k – діаметри кернів, піднятих різними інструментами, мм ; l_k – довжина керна відповідного діаметра, м ; γ – об'ємна вага вугілля, $\text{г}/\text{см}^3$.

Вагу шлама визначають за формулою

$$g_{\text{шл}} = 0,000785 d_{\text{свр}}^2 h \gamma - g_k, \text{ кг}, \quad (3.35)$$

де $d_{\text{свр}}$ – діаметр свердловини, м ; h – потужність вугільного пласта, м .

При наявності даних кавернометрії їх слід використовувати для уточнення діаметра свердловини; при крихкому вугіллі до діаметра свердловини необхідно додавати 10% для обліку висипання вугілля.

Розрахунок газоносності вугільних пластів ведеться залежно від природних властивостей пласта, геологічних умов його залягання і техніки буріння.

В ідеальному випадку, якщо в покрівлі та ґрунті пласта залягають монолітні погано газопроникні породи, а вугільний пласт характеризується підвищеною газовіддачею, то при його пробурюванні відзначаються підвищені показники газу, що перевищують фонові в десятки разів. Вугільний пласт на діаграмі виражається чітким піком (рис. 3.10, а). Всі підвищені показники

газоаналізатора належать до вугільного пласта і розрахунок газоносності здійснюється за формулою (3.26).

При незначній газовіддачі вугілля пік на діаграмі, відповідний вугільному пласту, практично відсутній (рис. 3.10, б). Природна газоносність пласта приймається такою, що дорівнює залишковій газоносності.

Якщо вугільні пласти розділені породним прошарком незначної потужності, то межа між ними на діаграмі, як правило, не простежується. На діаграмі має місце один загальний пік (рис. 3.10, в). Газоносність у цьому випадку розраховується так само, як і для одного пласта, з урахуванням метану, що припадає на породний прошарок.

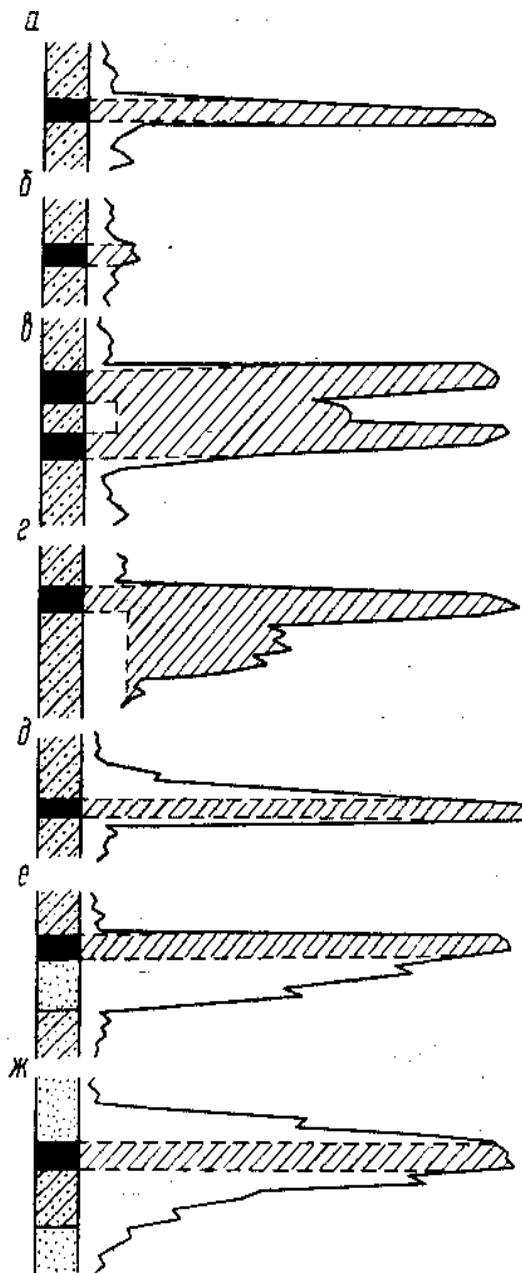


Рис. 3.10. Схеми газокаротажних діаграм

При «пропуску» вугільного пласта стовпчик керна вугілля, як правило, повністю руйнується. Руйнування керна вугілля відбувається як в процесі буріння, так і при стиранні його кернів порід ґрунту і покрівлі безпосередньо в колонковій трубі. Тому метан, що виділяється з руйнованого керна вугілля, буде надходити в буровий розчин одночасно з метаном, що виділяється з розбурюваної породи. За рахунок цього пік на діаграмі буде ширше і зміщений вниз (рис. 3.10, г). Розрахунок газоносності здійснюється за формулою

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{заг}} + g_{\text{шп}}^b - Q_{\text{ф}}}{g_{\text{шп}}}, \text{ дм}^3/\text{кг}. \quad (3.36)$$

При наявності в покрівлі або підшві пласта пористих чи тріщинуватих порід частина метану з вугільного пласта проникає в пори і тріщини породи, у результаті чого відбувається перерозподіл газу в пласті та вмисних породах. Розріз таких зон супроводжується інтенсивним газовиділенням, який дорівнює газовиділенню при бурінні вугілля або перевищує його. В цьому випадку необхідно «відбити» кордон показань виділень газу з вугілля і породи для того, щоб дати кількісну характеристику газоносності порід покрівлі та ґрунту. На діаграмі пік відповідно зміщується відносно пласта (рис. 3.10, д, е, ж).

Розрахунок газоносності вугільних пластів у цих випадках проводиться за формулою (3.26) без урахування газовиділення з покрівлі та ґрунту пласта.

Якщо газоносна порода залягає в ґрунті пласта, то після пробурювання вугілля доцільно здійснювати промивку свердловини (без її поглиблення) з метою видалення зі свердловини вугільного шламу і зниження показань газоаналізатора до фонових. Усі показники за період буріння по вугіллю і промивання належать до вугільного пласта.

При тривалих підвищених показаннях газу при бурінні порід може виникнути загроза, що виділення газу відбувається з одного раніше пройденого горизонту.

Вплив пройденого газоносного горизонту на наступні показання газоаналізатора можна виявити при промиванні свердловини без її поглиблення.

Швидке зниження показань газоаналізатора свідчить про відсутність газовиділень з пройденого горизонту.

Підвищені показники газу, які проявляються тривалий час у процесі промивки свердловини без її поглиблення, свідчать про тривале газовиділення з пройденого горизонту. В цьому випадку газовиділення верхнього горизонту приймають за фон і враховують показання, що перетворюють цей умовний фон до тих пір, поки вони не зменшаться до сьогоднішнього дня.

Для встановлення величини фонових показників перед пробурюванням основних вугільних пластів необхідно проводити прокачку бурового розчину без буріння.

При перетині інтервалу газоносних порід об'єм газу, що виділився з 1 м пробуреної породи, розраховується за формулою (3.27).

До *недоліків* цього методу відносять: низьку продуктивність праці та відносно високу вартість робіт; труднощі обліку різних геологічних факторів, вплив яких непостійний, умовність розрахунку окремих величин; неможливість застосування методу при поглинанні промивальної рідини більше 40 – 50 %.

3.2.5. Комплекс геофізичних досліджень у свердловинах

Комплекс геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) дозволяє вирішити такі геологічні завдання [33]:

- оцінити вугленасиченість розрізу;
- визначити колекторські властивості гірських порід;
- прогнозувати розривні порушення і зони тріщинуватості;
- виявити локальні газові скупчення;
- оцінити газонасиченість та ін.

Сутність ГДС полягає у вимірюванні вздовж стовбура свердловини *фізичних властивостей гірських порід*, а також *фізичних полів* (природних або штучно створюваних у свердловинах). Фізичні властивості гірських порід тісно пов'язані з їх складом, будовою і характером насичення. За вимірами ГДС отримують відомості про тип, склад і насиченість порід, що складають стінки свердловини. Результати геофізичних досліджень зображуються у вигляді діаграм, які відображають зміну параметрів гірських порід по глибині свердловини. Для визначення останніх застосовують ряд методів ГДС:

- *основні* (електричний, радіоактивний, акустичний);

– додаткові (термометрія, резистивіметрія, кавернометрія, інклінометрія, перфорація обсадних труб, кут падіння гірських порід та ін.).

Перелік методів, застосовуваних у газонафтовій геології, наведено в табл. 3.1. Нижче подана їх коротка характеристика.

Таблиця 3.1

Комплекс геофізичних досліджень

Види досліджень	Масштаб запису	Інтервал досліджень, м	Примітка
1	2	3	4
1. Обов'язковий комплекс геофізичних досліджень			
Стандартний каротаж	1:200	0 – 2300	Інтервал досліджень не більше ніж 300 м
Кавернометрія і профілометрія	1:200	0 – 2300	
РК (ГК-НГК)	1:200	580 – 2300	Інтервал досліджень не більше ніж 100 м
Інклінометрія	1:200		
БКЗ	1:200		
БК	1:200		
БМК	1:200		
ІК	1:200		
АК	1:200		
РК (ГК+НГК)	1:200		
Термометрія	1:200		
Деталізація вугільних пластів і колекторів	1:50		У продуктивній товщі розрізу через 30 м після цементування експлуатаційної колони
2. Комплекс геофізичних досліджень для визначення технічного стану свердловин			
ГК, локатор муфт	1:200	580 – 2300	Для прив'язки інтервалу перфорації і контролю її фактичної глибини
АКЦ	1:200		Для вивчення якості цементування колони і забезпечення надійної ізоляції об'єктів

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4
Термометрія, витратометрія, ГК, ІННК	1:200		Для виявлення та оцінки робочих пластів та інтервалів перетікання пластових флюїдів за колоною
3. Комплекс додаткових геофізичних досліджень			
Повторні вимірювання: – у необсадженому стовбурі свердловини а) БК, б) кавернометрія, в) ПС; – в обсадженому стовбурі свердловини а) ГК, б) НГК, в) ІННК,	1:200 1:200	580 – 2300	Комплекс досліджень проводиться в перспективних інтервалах

Електричний каротаж вимірює два основних параметри гірських порід: потенціал мимовільної поляризації (МП) та хибного питомого опору гірських порід (ХО).

Діаграми МП застосовують для розчленування розрізів свердловин і виділення колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки глинистості порід і визначення колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

Розрізняють такі методи каротажу опору (КО):

- каротаж звичайними трьохелектродними зондами;
- бічне каротажне зондування (БКЗ) набором звичайних зондів;
- бічний каротаж;
- мікрокаротаж;
- індукційний каротаж.

Вимірювання звичайними трьохелектродними зондами дають наближені уявлення про справжню величину питомих електричних опорів гірських порід.

Бічне каротажне зондування більш точно відображає результати вимірювань хибного питомого опору і полягає в дослідженні

геологічного розрізу свердловини набором зондів різного розміру. Результати обробки матеріалів БКЗ зображують у вигляді кривих зондування, на яких інтервали тріщинних колекторів відзначають двошаровими кривими. Останні порівнюють з розрахунковими і визначають питомий опір пласта, а також глибину проникнення фільтрату промивальної рідини.

Метод бічного каротажу (БК) найбільш ефективний при вивченні пластів високого опору і при використанні високомінералізованої промивальної рідини.

Мікрокаротаж (МК) проводиться зондами відповідного розміру і вимірює хибний опір частини пласта, прилеглої до стінки свердловини. Малі радіуси дослідження цих зондів і їх невелика глибинність дозволяють досліджувати присвердловинну зону пласта.

Індукційний каротаж (ІК) застосовується в свердловинах, буріння яких ведеться з промиванням розчинами на водній і нафтовій основі, а також з продуванням повітрям або газом. Його застосування обмежене при використанні солоної промивальної рідини і високому питомому опорі гірських порід.

Радіоактивний каротаж (РК) досліджує радіоактивні властивості гірських порід. Висока проникна здатність радіоактивного гамма-випромінювання дає можливість застосовувати цей метод у свердловинах без використання обсадної колони труб, а також з її використанням.

Гамма-каротаж (ГК) реєструє інтенсивність природного радіоактивного гамма-випромінювання порід у свердловині. Криві ГК дозволяють виділити в розрізі чисті глини, пісковики, вапняки, породи з різною глинистістю, а також інтервали залягання різних солей, уранових і торієвих руд та інших мінералів, що мають підвищену радіоактивність.

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) досліджує інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання, яке виникає при опроміненні гірських порід джерелом гамма-квантів. Вимірюється щільність гірських порід і метод носить назву гамма-гамма-каротаж (ГГКП).

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) досліджує явища взаємодії потоку нейтронів з ядрами атомів гірської породи – вимірюється величина інтенсивності гамма-випромінювання, що виникло в результаті радіаційного захоплення нейтронів ядрами гірської породи.

Застосовують кілька видів НГК:

– *нейтронний каротаж* за тепловими нейтронами (НКт), більш чутливий до вмісту в гірських породах хлору;

– *нейтронний каротаж* за надтепловими нейтронами (НКн) – дозволяє розділяти водо- і газонасичені пласти та визначати їх пористість;

– *імпульсний нейтронний гамма-каротаж* (ІНГК) та *імпульсний нейтронний каротаж* (ІНК) – проводяться в свердловинах за допомогою генератора нейтронів періодичної дії, що збільшує глибинність досліджень, підвищує руйнівну здатність методів при необхідному рівні безпеки для здоров'я обслуговуючого персоналу.

Акустичний каротаж (АК) дозволяє літологічно розділити розріз; визначити зони тріщинуватості та кавернозності в карбонатних відкладах; виділити колектори і встановити їх пористість; визначити швидкість поширення пружних хвиль для інтерпретацій даних сейсморозв'язки; контролювати висоту підйому та якість посиленого кільця в затрубному просторі свердловини.

Термометрія дає можливість виміряти температуру вздовж осі свердловини, що необхідно для визначення висоти підйому цементного розчину в затрубному просторі свердловини, а також встановити місця припливу вод у свердловину і температуру гірських порід.

3.2.6. Газовий каротаж

Газовий каротаж – це метод виявлення газонасичених порід у розрізі вугленосних відкладів та оцінки газоносності вуглевмісних порід шляхом безперервного визначення вмісту вуглеводневих газів у буровому розчині, а також вимірювання залишкової газоносності порід по керну, фоновій та залишкової газонасиченості бурового розчину [22, 25].

Для проведення газового каротажу використовують автоматичні газокаротажні станції АГКС-4АЦ та інші, змонтовані на автомобілях або автомобільних причепах. Основними елементами станцій є трубчастий дегазатор безперервної дії, датчик глибин, витратомір, пробовідбирач бурового розчину, рівнемір, глибиномір, газоаналізатор, панель реєстрації параметрів та ін. Схеми газокаротажної станції на буровій наведено на рис. 3.11.

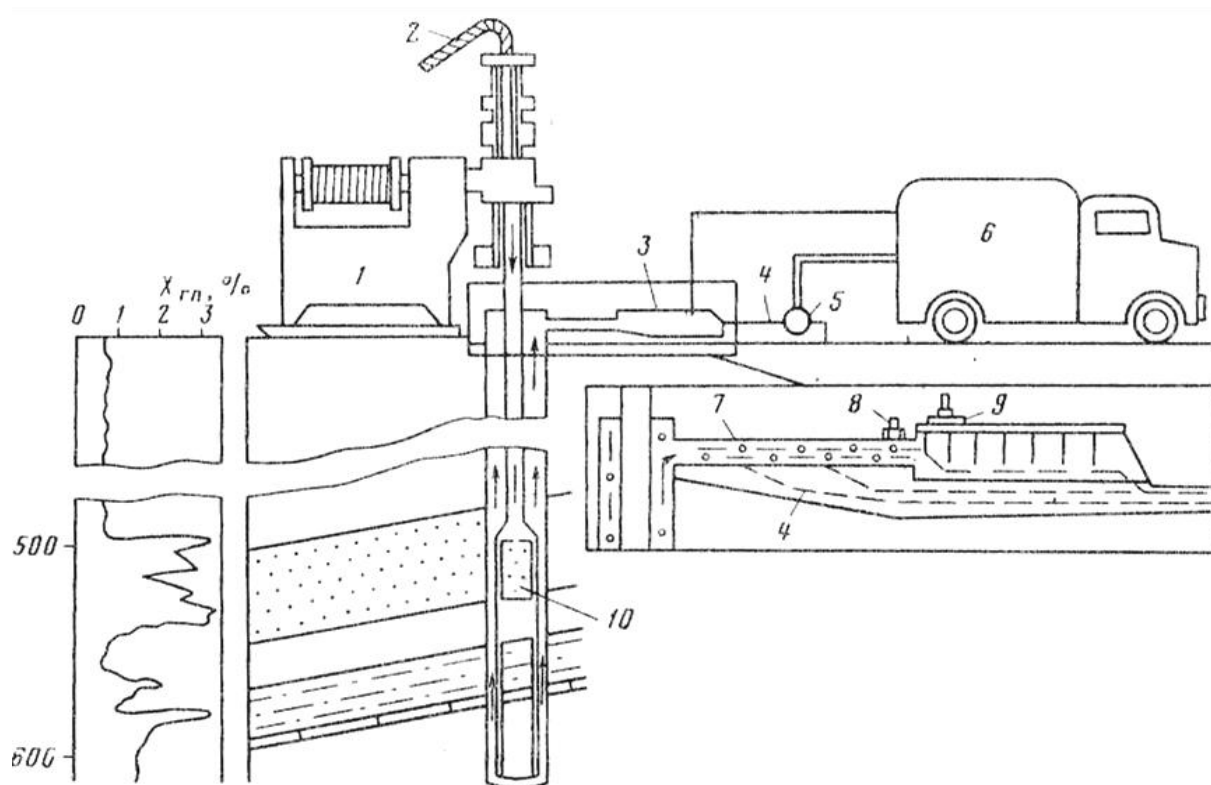


Рис. 3.11 Схема газового каротажу:

1 – буровий верстат; 2 – нагнітальний шланг; 3 – трубочастий дегазатор ТГ-3; 4 – жолоб для вхідної рідини; 5 – витратомір; 6 – АГКС; 7 – відвідний патрубок; 8 – отвір для відбору проб; 9 – газова камера; 10 – буровий снаряд; $X_{гп}$ – газопоказання (у %)

Застосування газового каротажу для вивчення газоносності порід передбачає виконання комплексу польових, лабораторних і камеральних робіт.

У процесі польових робіт, що виконуються одночасно з бурінням свердловин, здійснюються такі основні операції:

- вимірювання та автоматична реєстрація із записом на стрічку показань сумарного вмісту вуглецевих газів; реєстрація витрати бурового розчину, тривалості проходки 1 м свердловини, коефіцієнта розведення в масштабі істинних глибин;

- безперервне вимірювання і реєстрація діючих глибин; автоматичне перетворення сигналів діючих глибин на сигнали істинних глибин;

- вибіркові люмінесцентні дослідження бурового розчину і керн на вміст у них бітумінозних речовин;

- періодичне визначення температури і фізичних властивостей бурового розчину (в'язкості, щільності).

У процесі польових робіт відбирають проби бурового розчину і порід для подальшої термовакuumної дегазації. Їх відбирають при проходці аномальних, газових свердловин по 3 – 6 проб на інтервал або через кожні 2 м проходки при детальних аномаліях. При фонових значеннях газонакопичень відбір здійснюється через кожні 10 – 15 м, з вхідного бурового розчину відбирають по аномальних і газових інтервалах 1 – 3 проби на інтервал і через 10 – 15 м проходки при фонових газопоказаннях. Проби розчину відбирають з відповідного патрубку в відвакуумовані пробовідбірники місткістю 100 см³.

Для визначення залишкової газоносності порід відбір проб керна здійснюється в вакуумній посудині типу СГ-1. При перебурюванні вугільних пластів відбирають 3 проби: з порід покрівлі, ґрунту і самого вугілля; в аномальних за газовиділенням інтервалах беруть по 1 пробі керна, а при тривалих аномаліях – по 1 пробі через кожні 5 м проходки свердловини. При фонових газопоказаннях відбирають 1 пробу через 10 – 15 м проходки. У тих же точках беруть проби порід для визначення вмісту розсіяної органічної речовини і вивчення колекторських властивостей.

У ході польових газокаротажних робіт на каротажній діаграмі відзначають додаткові відомості про перерви в бурінні та циркуляції промивальної рідини, зміні долота і його розмірах, про вихід керна і т. ін.

При проведенні газового каротажу з метою кількісної оцінки газоносності порід повинні виконуватися такі умови:

- установа відвідного патрубка для монтажу трубчастого дегазатора; відповідність бурового розчину нормативним вимогам і своєчасна заміна дегазаційного розчину;

- прокачування бурового розчину до повного виходу газонасиченого розчину з вибою свердловини при завершенні перебурювання газоносних інтервалів та ін.;

- прокачування бурового розчину, збагаченого природним газом, після перетину газових інтервалів до повного виходу його на поверхню.

Матеріали, необхідні для інтерпретації результатів газового каротажу на стадії камеральних робіт, включають літологічну колонку, складену за даними буріння і геофізичного дослідження свердловин, діаграму газового каротажу, дані про вміст газу у вхідному і вихідному буровому розчині, отримані в процесі термовакuumної дегазації проб, криві, отримані при випробуванні

пластів із застосуванням КВІ-65, кавернограму, результати визначення колекторських властивостей порід, вмісту в них розсіяної органічної речовини і залишкової газоносності.

На підставі високих газопоказань за діаграмами газового каротажу проводиться виділення інтервалів підвищеної газонасиченості порід у розрізі свердловини.

Кількісна оцінка газоносності вуглевмісних порід проводиться на основі даних про фактичну газонасиченість проб розчину, що відбираються з усього розрізу свердловини незалежно від наявності аномалій. При цьому доцільно виконувати розрахунок відносно інтервалів, виділених з урахуванням літологічної приналежності порід і величини газонасиченості проб бурового розчину.

Природну газоносність розраховують за формулою:

$$X_{\Pi} = Q_{об} / V_{\Pi} + q_{к}, \quad (3.37)$$

де V_{Π} – обсяги порід, вибурених у даному інтервалі, м^3 ; $Q_{об}$ – загальна кількість газу, що надійшла в буровий розчин при перетині інтервалу:

$$Q_{об} = \frac{(q - q_{\phi})tV_{н}}{1000}, \text{ м}^3, \quad (3.38)$$

де q та q_{ϕ} – газонасиченість відповідно бурового і газонасиченого розчинів, $\text{см}^3/\text{л}$; t – час, протягом якого перебурювався даний інтервал, хв; $V_{н}$ – продуктивність бурового насоса $\text{л}/\text{хв}$; $q_{к}$ – залишкова газоносність керна, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Результати газокаротажних досліджень наводяться у висновку про вивчення газоносності у вигляді текстової частини, що містить відомості про методику проведення робіт, якість проведених досліджень, наявність і геологічну природу газових інтервалів у розрізі свердловини, значення газоносності різних логотипів порід. Текст супроводжується копіями газокаротажних діаграм і таблицями значень газоносності порід.

У зв'язку з тим, що при певних умовах значення газоносності порід, розраховані відповідно до результатів газового каротажу, можуть виявитися завищеними, рекомендується проводити перевірочний розрахунок максимально можливого (граничного) вмісту X_{Π} вільного і сорбованого газу за такою формулою:

$$X_{\text{п}} = \frac{(P_0 f P)}{Zd} + \frac{C_0 X_y}{100}, \quad (3.39)$$

де P_0 – відкрита пористість, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}}$ – температурна

поправка для приведення обсягу газу до нормальних умов; P – газовий тиск прийнятий таким, що дорівнює гідростатичному; Z – коефіцієнт стиснення газу; d – щільність порід, $\text{т}/\text{м}^3$; C_0 – вміст у породах розсіяного органічної речовини, %; X_y – природна газоносність найближчого пласта, $\text{м}^3/\text{т}$.

У разі, якщо питома газоносність порід (у $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$), оцінена відповідно до газового каротажу, перевищує граничну, результати цієї оцінки вважаються недостовірними.

3.2.7. Вивчення газовиділень зі свердловин

При виявленні виділень газу із свердловин (найчастіше це відбувається при самовиливі підземних вод) необхідно відібрати пробу цього газу для визначення його складу. Залежно від дебіту води і газу відбір проби проводиться описаним далі способом.

При дуже великому дебіті води, коли неможливо утримати воронку в свердловині для відбору газу, можна скористатися широкогольною склянкою посудиною, закритою гумовою пробкою, через яку пропущені два металевих патрубки: довгий, що дістає до дна посудини, і короткий, що проходить тільки через пробку. Гвинтовим затискачем пробка розширюється в шийці посудини. Ретельно вимита посудина заповнюється водою. До короткого патрубка посудини приєднується невеликий гумовий відвід, що опускається в мірний циліндр. До довгого патрубка посудини через триходовий кран приєднується гумовий шланг, який опускається в свердловину. Вода, що надходить зі свердловини через триходовий кран, виливається назовні. Після виливання двох триразових об'ємів шланга вода подається в посудину. Проходячи через посудину, вода віддає спонтанну частину газу, яка і збирається в посудині. Після набору певного об'єму газу він переводиться в піпетки і спрямовується до лабораторії. Вимірювальним циліндром при цьому вимірюється витрата води.

При значному дебіті води і газу зі свердловини ретельно вимита пляшка місткістю не менше 0,5 л заповнюється водою, закривається

гумовою пробкою і в перекинутому положенні занурюється шийкою вниз у свердловину, де пробка виймається і в шийку пляшки вставляється воронка. Газ, потрапляючи в пляшку, витісняє з неї воду, і коли $4/5$ об'єму пляшки заповнюється газом, її закривають пробкою.

При невеликому дебіті газу пляшка, заповнена водою зі свердловини, в перевернутому положенні занурюється у відро з тією ж водою. У свердловину поміщається воронка з надітим на неї шлангом. Устя свердловини частково перекривається, унаслідок чого рідина з напором виходить через шланг, який вводиться в шийку пляшки після того, як з нього витиснетесья все повітря. Загальний дебіт газу при такому відборі проби значно збільшується і пляшка місткістю 0,5 л наповнюється протягом 5 – 6 хв.

При незначному самовиливі води зі свердловини, що супроводжується газовиділенням, відбір проби газу проводиться через колону бурильних труб, яка опускається до покрівлі пласта, що виділяє газ. Устя свердловини перекривається. Фонтануюча вода виходить через вузький внутрішній перетин труб, завдяки чому забезпечується необхідний натиск. Шланг одним кінцем вводиться безпосередньо в отвір труби, другим – у шийку пляшки, у яку збирається вільний газ.

У разі, коли немає самовиливу води, але її рівень знаходиться близько від устя свердловини, за допомогою насоса через бурильні труби промивальна рідина підливається в свердловину, створюється штучний самовилив і проба газу відбирається за допомогою воронки, яка опускається в свердловину на шлангу.

На етикетках до проб зазначається час появи газовиділень, передбачувана глибина і характеристика порід, з яких відбувалося газовиділення, дебіт газу і води, якщо проводилося його визначення, а також температура води.

3.2.8. Конструкція і спосіб застосування ПГД-2

Для вимірювання газового тиску в свердловинах, пробурених з гірничих виробок шахт і розкритих вуглевмісних породах, що підлягають випробуванню, рекомендується застосовувати прилад ПГД-2 (рис. 3.12) [9 – 10].

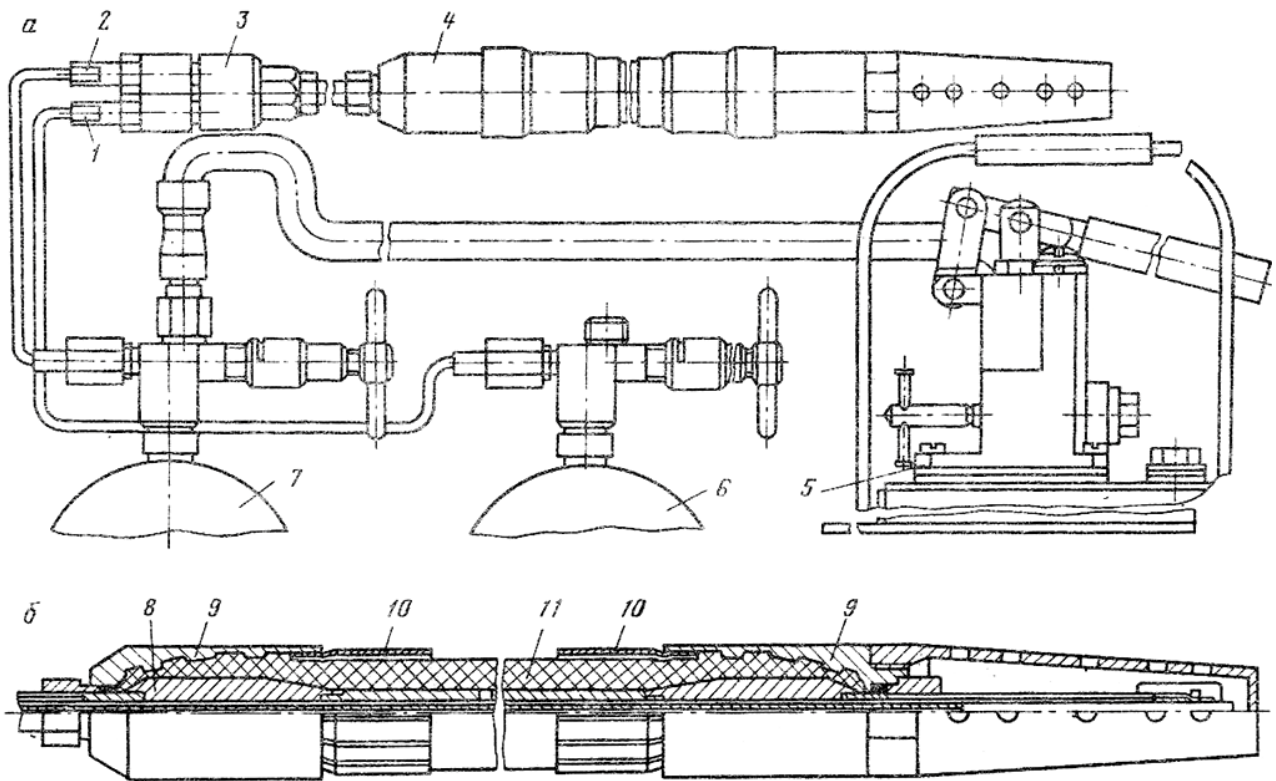


Рис. 3.12. Прилад для вимірювання газового тиску ПГД-2
(а) і його герметизуючий пристрій (б)

Прилад складається з герметизуючого пристрою 4, розподільника 3, рідинної і газової магістралей 7 і 2, виконаних з мідних трубок, манометрів для вимірювання тиску герметизуючої рідини 7 і тиску газу 6, насоса 5 для подачі герметизуючої рідини під тиском. Герметизуючий пристрій складається з металевої тяги 8 циліндричної форми, трубки з вакуумної гуми 11, двох металевих обтискних патронів 9 і металевих перекриваючих пластин 10. У середній частині тяги є кілька радіальних отворів для протікання рідини. У тягу вставляється замірна трубка, яка з одного боку розвальцьовується і притискається до тяги за допомогою гайки і штуцера. При герметизації рідина надходить під тиском з іншого боку тяги між трубкою і тягою, потім через радіальні отвори в тязі діє на вакуумну гуму, розширюючи її до тих пір, поки перекриваючі пластини не торкнуться стінок свердловини. При подальшому збільшенні тиску закачувальної рідини забезпечується герметизація.

Тиск газу передається через заміряну трубку на манометр, за шкалою якого знімається відлік. Після закінчення виміру для вилучення пристрою зі свердловини тиск рідини скидають, унаслідок чого вакуумна гума стискається і повертається в первісний стан.

Впливаючи на хвостовики перекриваючих пластин, вона змушує їх також приймати початкове положення.

Залежно від довжини герметизуючої свердловини прилад забезпечується рідинної і газовою магістралями відповідної довжини. Прилад у висхідні або горизонтальні свердловини великої довжини подається відповідним пристроєм. Герметизуючий елемент виконаний таким чином, що тиск герметизації, створюваний насосом, практично повністю передається на стінки свердловини. Тиск герметизації має на 30 – 50% перевищувати можливий газовий тиск, тобто орієнтовно прирівнюватися до гідростатичного.

3.2.9. Способи дегазації породногазових проб і рідин

Дегазація проб, відібраних у герметичні посудини. Для вилучення газу з герметичних посудин 1 застосовується термовакuumна установка (рис. 3.13), що складається з вимірювальної бюретки 12 місткістю 0,5 л, зрівнювальної посудини 10, вакуумметра 4, пляшки для відбору газу 8, зануреної в посудину 9 з двадцятивідсотковим розчином кухонної солі, гумових шлангів 5, на яких установлені затискачі 3, 4, 11, триходовий кран 9.

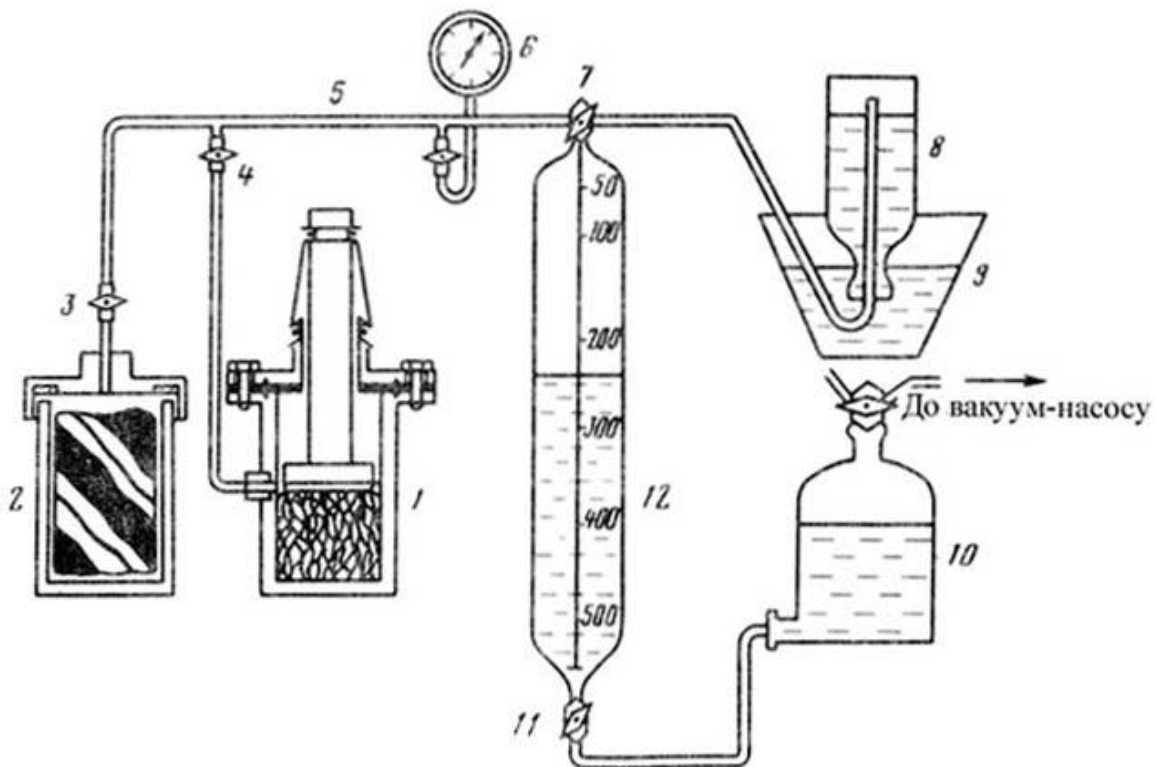


Рис. 3.13. Установка для дегазації проб з герметичних посудин

Для відбору вільновиділеного газу при кімнатній температурі та атмосферному тиску зрівнювальна посудина піднімається вгору, вимірювальна бюретка 12 і шланг, що веде до затиску 3, заповнюються розсолем, закривається затиск 11; зрівнювальна посудина опускається вниз, вимірювальна бюретка з'єднується краном з герметичною посудиною 1, відкривається затиск 3 і газ під тиском надходить у вимірювальну бюретку і витісняє з неї розсіл у зрівнювальну посудину. Після закінчення вільної газовіддачі кран 7 перекривається, рівень рідини у вимірювальній бюретці та зрівнювальній посудині встановлюють на однаковій висоті, після чого заміряють об'єм газу, потім зрівнювальна посудина піднімається вгору і газ потрапляє в пляшку 8.

Для додаткового вилучення газу при нагріванні під вакуумом герметичний стакан поміщається в нагрівальну ванну з киплячою водою. Заповнена розсолем вимірювальна бюретка з'єднується краном 7 з герметичним стаканом, у зрівнювальній посудині вакуумним насосом створюється розрідження, величина якого фіксується за допомогою вакуумметра. Після створення розрідження в 0,002 МПа пробу витримують під вакуумом 2 – 3 години, потім затиск 3 перекривається, проводиться вимір об'єму газу, після чого його спрямовують у пляшку 8. Дегазація керна проводиться до тих пір, поки об'єм газу, витягнутого за одне відкачування, становитиме не більше 3 – 5 см³. Після цього затиск 3 перекривається, посудина зі створеним у ній розрідженням витягується з ванни і її залишають на 10 – 12 год при кімнатній температурі. Потім проба піддається повторній дегазації. Якщо через 10 – 12 год після чергової дегазації об'єм витягнутого газу не перевищуватиме 5% від загальної кількості раніше витягнутого газу, дегазація нероздробленого керна вважається закінченою. В охолоджену до кімнатної температури посудину з дегазованим керном впускають повітря з вимірювальної бюретки і заміряють величину вільного простору посудини.

Дегазація породних проб, відібраних керногазонабирачами, включає такі операції: перевірку герметичності керноприймача з пробною; вимірювання газового тиску в керноприймачі; відбір газу з газозбірника; відбір газу для аналізу; відбір вільновиділеного газу з керноприймача; перевірку дегазаційної установки; дегазацію проб з керноприймача.

Перевірка герметичності та вимірювання тиску в керноприймачі. Герметичність керноприймача встановлюється за

відсутності видимих газовиділень при зануренні його в горизонтальну ванну з водою. Негерметичні керноприймачі дегазації не підлягають. Для вимірювання тиску в керноприймач утвинчується вентиль з манометром так, щоб гвинт, розташований на кришці вентиля, знаходився в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта відкривають клапан керноприймача і записують показання манометра, закривають клапан і вигвинчують манометр.

Відбір газу з газозбірника (рис. 3.14). Газозбірник 1 встановлюють вертикально так, щоб місце заварювання знаходилося внизу. Загвинчують вентилі в верхній і нижній клапани газозбірника (гвинти знаходяться відповідно в крайньому верхньому і крайньому нижньому положенні), нижній вентиль з'єднують з напірним стаканом 2, заповненим запірною рідиною (насичений розчин NaCl), що знаходиться вище газозбірника. Верхній вентиль з'єднують з мірчою посудиною 3, попередньо заповненою запірною рідиною, зрівнювальна посудина 4 при цьому повинна знаходитися нижче мірчої посудини. Загвинчуванням гвинта відкривають послідовно нижній і верхній клапани газозбірника. При появі рідини в довгій трубці мірної посудини 3 підвідний шланг перетискають затискачем 6. Заміряють об'єм витягнутого газу після суміщення рівнів у склянці 3 і 4 при відкритому затиску 5. Заміряються атмосферний тиск і температура в лабораторії.

Відбір газу для аналізу. Закривають усі затискачі (див. рис. 3.14), пляшку 7 і підвідні шланги заповнюють запірною рідиною, піднімають зрівнювальну посудину 4 вище мірчої посудини 3, відкривають затискачі 5, 6 і набирають приблизно 400 см³ газу в пляшку 7; закривають шийку пляшки з газом під запірною рідиною пробкою, наклеюють етикетку. Газ, що залишився, спалюють. Якщо газу менше 500 см³, то його повністю переводять у пляшку.

Відбір вільновиділеного газу з керноприймача. Керноприймач за допомогою мікровентиля і шланга приєднується до заповненої насиченим розчином кухонної солі мірчої посудини 3. Зрівнювальна посудина 4 вимірювального блоку (рис. 3.14) повинна знаходитися нижче посудини 3, затиск 5 відкритий. Вентиль утвинчується в клапан керноприймача, при цьому гвинт повинен знаходитися в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта вентиля обережно відкривають клапан керноприймача і спостерігають за газовиділенням протягом години, після чого клапан закривають. При відкритому затискачу 5 підняттям посудини 4 рівень розчину в ній поєднують з

рівнем розчину в посудині 3, за шкалою заміряють і записують об'єм газу; заміряють атмосферний тиск і температуру повітря; відбирають пробу газу в пляшку 7.

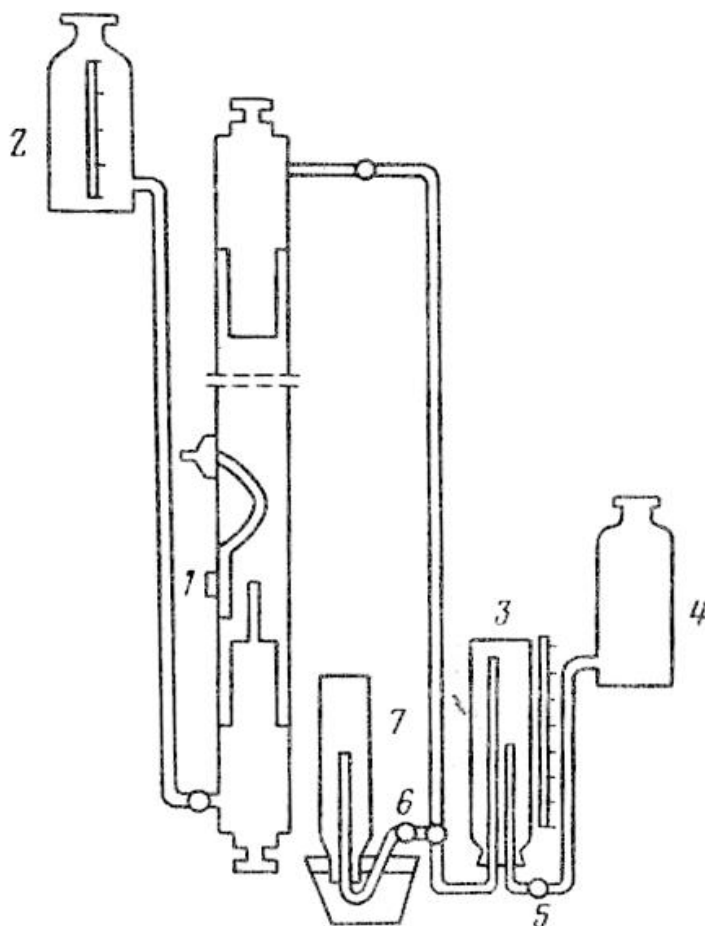


Рис. 3.14. Установка для відбору газу з газозбірника

Для вилучення газу з керноприймача після відбору вільновиділеного газу використовується дегазаційна установка (рис. 3.15), що включає мікрорентиль для відкриття клапана і випуску газу 2, затискачі 3, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 17, вакуумметр 5, газозбірний балон 4, напірний бак 6, зрівнювальну посудину 9, мірчу посудину 10, пляшку для відбору газової проби 16, вакуумний насос 13, водяну баню 18, у яку занурюється керноприймач 1 для дегазації. Елементи установки з'єднуються вакуумними шлангами і мідними трубками.

Перед початком дегазації газозбірний балон 4 наповнюють водою: перекидають усі затискачі, бак 6 заповнюють водою через відвід 11, з'єднаний з водопроводом; відкривають затискач 8, відводи 7 і 11 відкривають на з'єднання з повітрям, вода з напірного бака 6 надходить у газозбірний балон 4 і витісняє з нього повітря, процес

витіснення повітря закінчується тоді, коли з'являється вода з відводу 7, тоді перекривають затискачі 7 і 8.

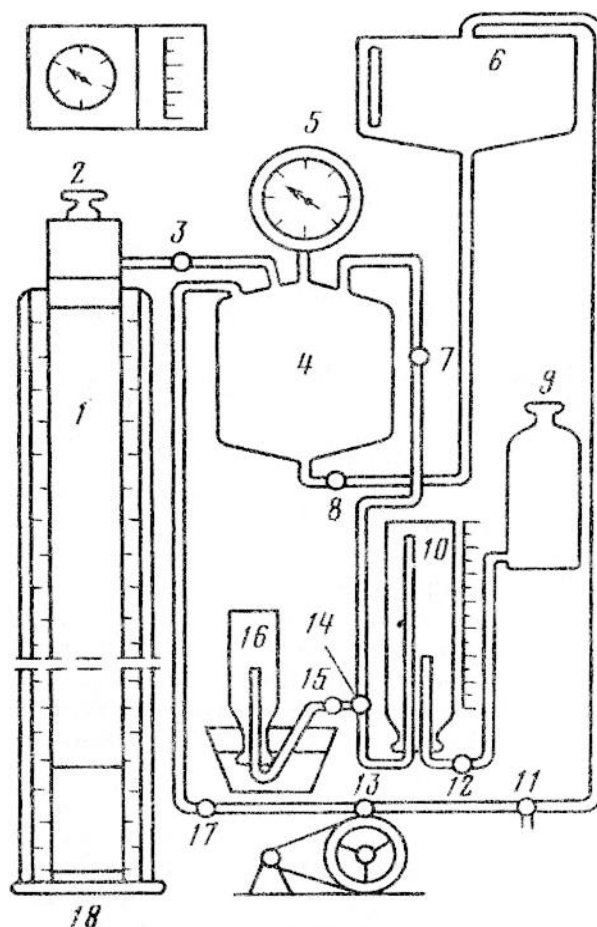


Рис. 3.15. Дегазаційна установка для вилучення газу з кернаприймача

Відкачують воду з балона 4 в бак 6, який з'єднаний з вакуумним насосом 13, вмикають насос, відкриваються затискачі 11, 8 і створюється вакуум до повного перекачування води з балона 4 в бак 6, що визначається за звуком; далі перекривають затискачі 8 і 11, вакуумний насос вмикають.

У балоні 4 створюється вакуум: перекривають усі затискачі, балон 4 з'єднується з вакуумним насосом 13, знову вмикають насос, відкривають затискач 17, у балоні створюється вакуум до встановлення стрілки вакуумметра 5 в мінімальне положення, перекривають затискач 17, вмикають насос. Якщо через 24 год положення стрілки не зміниться, а в балоні 4 не виявиться повітря, установка вважається герметичною.

Проводиться перша дегазація: перекривають усі затискачі, крім затискача 3; вентилем 2 відкривають клапан кернаприймача,

вимикають водяну баню 18 з керноприймачем на 6 – 8 год; у кінці робочого дня баню вимикають, перекривають затискач 3.

Витягнутий газ перекачують з балона 4 в мірний циліндр 10: перекривають усі затискачі, затискач 11 відкривають на з'єднання з повітрям, відкривають затискач 8, вода з бака 6 надходить у балон 4; чекають 10 – 15 хв, поки газ у балоні 4 не виявляється під невеликим тиском; посудину 10 заповнюють водою, посудину 9 опускають нижче посудини 10, відкривають затискачі 7, 12, 14. Закінчення перекачування газу з балона 4 в посудину 10 визначається внаслідок появи води в довгій трубці посудини 10. Як тільки посудина 10 заповнюється газом, заміряють його об'єм і відбирають пробу газу для аналізу. Повторні виміри об'єму газу і відбір його на аналіз роблять до тих пір, поки не почне виливатися вода зі шланга, що веде від затискача 15 до пляшки.

Дегазацію керноприймача повторюють, поки об'єм газу, що виділився за 1 зміну, не буде менше 5 – 10 см³. Після дегазації проби шланг від вентиля опускають на 2 – 3 с в воду. Якщо при цьому в керноприймач засмоктується вода, можна вважати, що канали дегазації не засмічені.

Для зручності роботи балони з'єднують у секції по 5 штук, тому відкачують воду і створюють вакуум одночасно в усіх балонах.

У зв'язку з тим, що в слабовуглистих і невуглистих породах об'єми видобутого газу незначні, доцільно дегазацію проб проводити на установці, де газозбірна посудина виготовлена з особливо міцного скляного циліндра діаметром 10 – 15 см і довжиною 0,5 – 0,7 м. Замість напірного бака слід застосовувати таку саму скляну посудину, тобто установка буде складатися з двох попарно з'єднаних посудин. Використання скляних посудин виключає можливість збагачення видобутого газу залишковим газом із забруднених поверхонь великих металевих газозбірних балонів.

Документація та дослідження віддегазованого породного керна. Керн, витягнутий після дегазації з керноприймача керногазонабирача або герметичної посудини, поміщають для документації в спеціальні лотки. Документація проводиться за такою схемою:

- визначають щільність затирання керна в керноприймальній коронці та його вологість;
- відзначають форму керна (стовпчики або шматочки), зазначають розміри шматочків, см;

– виділяють і нумерують зверху вниз літологічні різниці порід, визначаються лінійний вихід керна відповідно до кожної різниці та загальний вихід, м (%);

– зважують і перевіряють правильність лінійного виміру за масою керна в кожній літологічній різниці;

– очищають керн від сторонніх домішок, миють, матеріал, що пройшов через сита, збирають і з'єднують з пробкою шламу або глинистого розчину; після просушування керна при кімнатній температурі його повторно зважують;

– роблять літологічний опис порід (шарів), коротко характеризують природну тріщинуватість керна з урахуванням можливих її змін у зв'язку з тривалою термовакuumною обробкою.

Зразки виділених при дослідженні літологічних різниць порід, що утворюють шари потужністю більше 10 см, здають на теханаліз, прошарки потужністю менше 10 см об'єднують з більш потужними.

Безударне руйнування та остаточна дегазація керна. Для визначення величини залишкової газоносності віддегазований керн витягують з герметичної посудини і перекладають у посудину СБР-1 (рис. 3.1 – 3.3), яку поміщають під прес установки для безударного ненаголошеного руйнування (розчавлювання) порід (рис. 3.16).

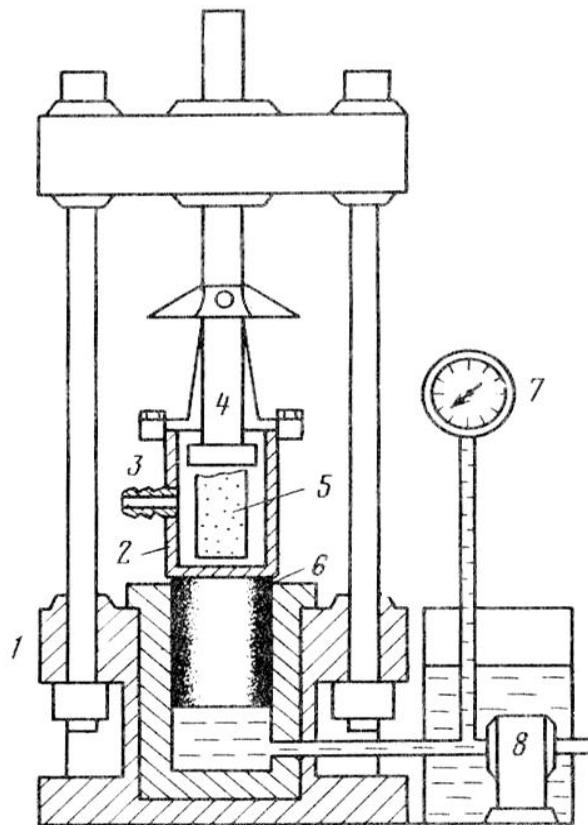


Рис. 3.16. Установка для безударного руйнування порід

Поступово підвищуючи тиск на керн 5 за допомогою насоса 8, спостерігають за зануренням штока 4 в стакан 2. Зростання тиску припиняється при досягненні манометром 7 показань, що вдвічі перевищують поріг міцності зразка при стисненні. Посудину витягують з-під преса 1, 6, ударами молотка по його зовнішніх стінках домагаються руйнування породної маси, що відчувається по звуку пересипання породного дрібняку. Потім гумовий відвід 3 під'єднують до термовакуумної установки і роблять 2 – 3 дегазації при нагріванні під вакуумом, тривалістю одна дегазація на зміну. В кінці зміни заміряють об'єм витягнутого газу. Дегазація припиняється при виділенні менше 2 – 5 см³ газу протягом зміни. Після цього посудину від'єднують від установки, з неї витягують роздроблену породу, її зважують і визначають гранулометричний склад.

Дегазація проб рідини. Для дегазації проб у польових умовах [10 – 11] використовують дегазатор, що складається з пляшки місткістю 5 – 6 л, що має гумову пробку з відводами. Повітря з пляшки відсмоктують насосом Камовського. Після створення вакууму в пляшку засмоктується досліджувана рідина. Коли пляшку заповнюють рідиною на 5/6 її об'єму, рідину збовтують протягом 5 хв, перекачують витягнутий газ в пляшку і заміряють його об'єм. Вміст газових компонентів C_k у літрі води визначають за формулою:

$$C_k = \frac{V_{\text{вит}} (\alpha V_p + V_{\text{гф}})}{V_{\text{гф}} V_p}, \text{ л}, \quad (3.40)$$

де $V_{\text{вит}}$ – кількість визначеного компонента в витягнутому газі, л; $V_{\text{гф}}$ – об'єм газоподібної фази, л; α – коефіцієнт розчинності даного компонента газу в рідині при температурі досліду; V_p – загальний об'єм дегазованої рідини, л.

Формула може бути використана при обробці результатів дегазації і води, і глинистого розчину на термовакуумних дегазаторах.

Для дегазації рідини (води або бурового розчину) в лабораторії використовують дегазатор ГКУ-1. Для вилучення газу з проб рідини може бути використана термовакуумна установка для дегазації проб з герметичних посудин (див. рис. 3.13), до якої замість посудини 1 під'єднують приймальну бюретку досліджувану рідину впускають у попередньо відвакуумовану приймальну бюретку і підігрівають до температури 50 – 60 °С, що викликає інтенсивне кипіння рідини і виділення в розріджений простір розчиненого газу. Виділений газ

періодично перекачують у вимірювальну бюретку 2, звідки відбирають пробу для аналізу. Віддегазовану рідину через нижній відвід приймальної бюретки зливають у мірний циліндр, у якому визначають її об'єм.

3.2.10. Виявлення та вивчення мікропокладів газу в вугленосній товщі

При наявності пасток у вугленосних товщах можуть бути присутніми скупчення вільного газу у вигляді різних за розмірами покладів, найчастіше – мікропокладів з кількістю зосередженого в них газу від декількох сотень до десятків і більше мільйонів кубометрів. При розрізі таких покладів розвідувальними свердловинами спочатку спостерігається повне або часткове поглинання промивальної рідини або самовилив з подальшим газовиділенням, іноді у вигляді викидів і фонтанування газу або води з газом. Розріз мікропокладів гірськими виробками супроводжується виникненням суфлярних виділень газу і призводить до значного підвищення газової небезпеки. Запаси газу, що містяться в мікропокладах, можуть використовуватися на підприємствах або для потреб населення. Для успішного вирішення питань, пов'язаних із запобіганням небезпеки, зумовленої скупченням газів в мікропокладах, і промисловим використанням цих газів, необхідно своєчасне виявлення і всебічне вивчення мікропокладів у процесі розвідки вугільних родовищ [9 – 12].

Мікропоклади газу в вугленосних товщах виявляють і вивчають за допомогою методів і технічних засобів, що застосовуються в газонафтовій геології. У процесі попередньої розвідки в основному виявляють лише ознаки існування мікропокладів. Для цього вивчають і аналізують геологічні фактори, що зумовлюють накопичення, збереження вільного газу і можливий характер газовиділення в гірничі виробки. Особливу увагу слід приділяти *аналізу структурно-тектонічних, літологічних, гідрогеологічних факторів*, а також прямих і непрямих ознак, що свідчать про можливість існування скупчень вільного газу.

Структурно-тектонічні фактори, що сприяють формуванню газових покладів, – наявність у межах розвідуваних ділянок куполоподібних і антиклінальних складок, розривних порушень, що супроводжуються зонами підвищеної тріщинуватості, різких змін

елементів залягання порід, що призводять до флексуроподібних або ступінчастих вигинів шарів і т. д.

До літологічних факторів належить сприятливе для акумуляції газів поєднання порід-колекторів, що покривають їх, екрануючи газ флюїдоупорів. Колекторами газу служать, як правило, породи, що мають підвищену пористість і проникність (переважно пісковики) або інтенсивно тріщинуваті, які являють собою будь-які інші літологічні різниці. Флюїдоупорами частіше є слаботріщинуваті глинисті породи. Формуванню і збереженню мікропокладів газу сприяє наявність пасток, зумовлених фаціальним заміщенням шарів пісковиків за простяганням і повстанням аргілітами, а також існування лінзоподібних тіл пісковиків, піщаних накопичень русел річок, барів та ін.

Гідрогеологічним фактором утворення мікропокладів вільного газу є утруднений водообмін у вугленосній товщі або наявність застійних вод, що виявляється в переважанні вод хлоридонатрієвого складу.

Як ознаки існування мікропокладів газу враховуються вільні газовиділення зі свердловин і суфлярні виділення газу в шахтах, що відпрацьовують вищерозміщені пласти або горизонти, наявність газонасичених горизонтів, виділених газовим каротажем, геофізичними методами і випробуванням пластів, наявність газових і геотемпературних аномалій на площі родовища.

На підставі результатів аналізу перерахованих факторів і ознак газонасичених горизонтів слід виділяти зони з передбачуваною наявністю покладів газу, які є основним об'єктом подальших досліджень. У свердловинах, що розкривають ці зони, необхідно проводити газовий каротаж і геофізичні дослідження, за результатами яких уточнюються інтервали, що підлягають випробуванню.

Для випробування об'єктів, з якими пов'язують можливість існування мікропокладів газу, застосовують комплекси інструментів КВІ-65. Величина інтервалів випробувань продуктивного горизонту не повинна перевищувати 15 – 20 м, до того ж інтервал повинен бути однорідний за літологічним складом і колекторськими властивостями.

Результати випробувань об'єктів із застосуванням інструментів КВІ-65 у свердловинах, що розкрили скупчення газу, можуть вважатися достовірними (представницькими), якщо дотримуються такі умови:

- забезпечується отримання стабільного припливу вільного газу з досліджуваного горизонту протягом 5 – 30 хв і більше;
- виконується чітке зображення кривої відновлення тиску з диференціацією за періодами і циклами й отримання кривої, характерної для газонасичених горизонтів, відзначається тиск великої кількості промивальної рідини;
- фіксується наявність пластового тиску за величиною, близькою до умовно гідростатичного тиску;
- визначається склад газу;
- забезпечується герметичність пробовідбиральної камери.

При наявності скупчення вільного газу, підтвердженого результатами випробувань, досліджуваний горизонт простежується і випробовується у сусідніх свердловинах з метою оконтурювання. Мережа газового випробування в цьому випадку істотно згущується. Число випробувань у газонасичених горизонтах може досягати 6 – 10 на 1 км², при середній частоті для складчастих структур 0,5 – 1,5 випробування на 1 км.

Подальше вивчення мікропокладу на стадії детальної розвідки повинно здійснюватися з урахуванням результатів пластовипробувань, геофізичних досліджень, даних газового каротажу, лабораторних дослідів і загальної геологічної обстановки. При цьому необхідно визначити площу покладу, потужність газонасиченої частини колектора і ряд інших параметрів, що входять у формули підрахунку запасів.

Площа газового покладу визначається шляхом знаходження лінії перетину структурної поверхні з поверхнею газоводяного контакту (ГВК).

Положення ГВК визначають за двома свердловинами, одна з яких дала газ, а друга – воду, за формулою В.П. Савченка:

$$h_{\Gamma} = \frac{h_{\Gamma B} \gamma_B - 100(P_B - P_{\Gamma})}{\gamma_B - \gamma_{\Gamma}}, \quad (3.41)$$

де h_{Γ} – перевищення позначки точки виміру пластового тиску газу в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м; γ_B – щільність води в пластових умовах, г/см³; γ_{Γ} – щільність газу в пластових умовах, г/см³; $h_{\Gamma B}$ – різниця висотного положення точок виміру пластового тиску газу, м; P_B – пластовий тиск води, МПа; P_{Γ} – пластовий тиск газу, МПа.

Якщо при випробуванні з одного інтервалу отримані вода і газ, положення ГВК умовно приймається в середині інтервалу.

Положення ГВК визначають також за геофізичними даними: для газоносної частини колектора значення КС, НГК вище, ніж в її водоносній частині.

Газонасичена потужність колектора всередині контуру газоносності дорівнює ефективній потужності пласта за вирахуванням прошарків негазоносних глинистих та інших порід.

У межах газоводяної зони газонасичення потужність дорівнює відстані від покрівлі пласта до ГВК [9 – 12]. Більш детальні дослідження полягають у проведенні стаціонарних спостережень за тиском і дебітом газу. Для цього 2 – 3 свердловини, що розкрили мікропоклади, обладнуються і випробовуються через прострелені обсадні труби і фільтри.

Результати випробувань і стаціонарних спостережень за дебітом і тиском в свердловинах служать основою для підрахунку запасів газу, розробки заходів з дегазації товщі та використання каптованого газу.

Для підрахунку кількості вільного газу в мікропокладах вугільних родовищ слід застосовувати методи, використовувані при підрахунку запасів газу в газових родовищах. Так, для підрахунку запасів газу в мікропокладі, розкритому та оконтуреному біля свердловин, необхідно застосовувати в початковій стадії об'ємний метод, що базується на даних про геологічні межі поширення покладу, характер порового простору і величину пластового тиску.

При цьому використовується формула:

$$V = Fhk_{\Pi}f(P_{\Pi}\alpha_{\Pi} - P_{K}\alpha_{K})\beta_{\Gamma}\eta, \quad (3.42)$$

де V – видобувні запаси газу на дату розрахунку, м; P – площа газового покладу в межах контуру газоносності, м²; h – ефективна (газонасичена) потужність пласта, м; k_{Π} – коефіцієнт пористості; P_{Π} – ефективна (газонасичена) потужність пласта, МПа; P_{K} – середній залишковий абсолютний тиск (кінцевий) у покладі після вилучення промислових запасів газу, МПа; α_{Π} і α_{K} – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля – Маріотта відповідно для тисків P_{Π} та P_{K} ; f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури; β_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням вмісту зв'язаної води; η – коефіцієнт газовіддачі.

У разі проведення стаціонарних спостережень за свердловиною, що розкрила мікропоклад, з підключеною пересувною дегазаційною установкою типу ПДУ-3, ПДУ-12, ПДУ-25, ПДУ-50 або секційною пересувною дегазаційною установкою типу ПДУ-200 можливе застосування методів підрахунку кількості газу за падінням тиску. При розрізі скупчення вільного газу одиночною свердловиною і відсутності даних про геологічні межі поширення цього скупчення, газоносність вмісних порід розраховується на одиницю їх об'єму.

3.2.11. Визначення параметрів розкритої тріщинуватості гірських порід

Сутність методики полягає в фіксації розкритої тріщинуватості та збереженні параметрів, властивих їй в умовах природного залягання, шляхом попереднього введення в з'яючі тріщини цементних, магнезіальних та інших твердих розчинів. У результаті такої тампонажної фіксації тріщин (ТФТ) виключається можливість відносного зміщення розділених ними породних блоків і пов'язаного з цим змикання або розсування стінок тріщин у процесі подальшого вибурювання керна. Прониклий у тріщини і затверділий тампонажний фіксує розчин утворює «зліпок» тріщинних порожнин, що відображає їх форму, ступінь з'явлення і величину тріщинної пустотності порід у незайманому масиві.

Вибір об'єкта досліджень. Як об'єкт досліджень вибирають породи, уражені природною тріщинуватістю, параметри якої необхідно оцінити, в зв'язку з вивченням і прогнозуванням газоносності. У випадках, коли зони поширення тріщинуватих порід виявлені й попередньо простежені у раніше пройдених свердловинах або гірничих виробках, місце розташування об'єктів досліджень і інтервалів застосування методу ТФТ у розвідувальних або спеціальних свердловинах, що підлягають бурінню, може намічатися заздалегідь.

Об'єкт досліджень можна вибирати і в процесі проходки свердловин, після розрізу ними тріщинуватих порід-колекторів, що вимагають кількісної оцінки.

Вибір технологічної схеми ТФТ і відбір зразків. Залежно від геологічних і технічних умов виконання досліджень можна використовувати три основні варіанти ТФТ і відбору керна зразків.

Перший варіант (рис. 3.17, а) передбачає утворення в зоні поширення тріщинуватих порід 5, розкритих свердловиною колонкового буріння 1, випереджаючої циліндричної порожнини 6 меншого діаметра, співвісної зі стовбуром основної свердловини. Довжина циліндричної порожнини 6 повинна відповідати інтервалу, у якому намічено виконання досліджень. Потім за допомогою тампонажного снаряда 3 з пакером 4, підвішеного до бурової колони 2, ізолюється привибійна частина основної свердловини 1, у циліндричну порожнину 6 і виявлені при розкритті тріщини вводиться ТФР (область проникнення ТФР в породі умовно оконтурена штрихпунктирною лінією 7), після чого тампонажний снаряд з пакером витягають зі свердловини. Після закінчення часу затвердіння ТФР триває проходка основної свердловини 1 початковим діаметром з відбором керна, що являє собою товстостінний кільцевий циліндр 8 з внутрішнім стрижнем 9.

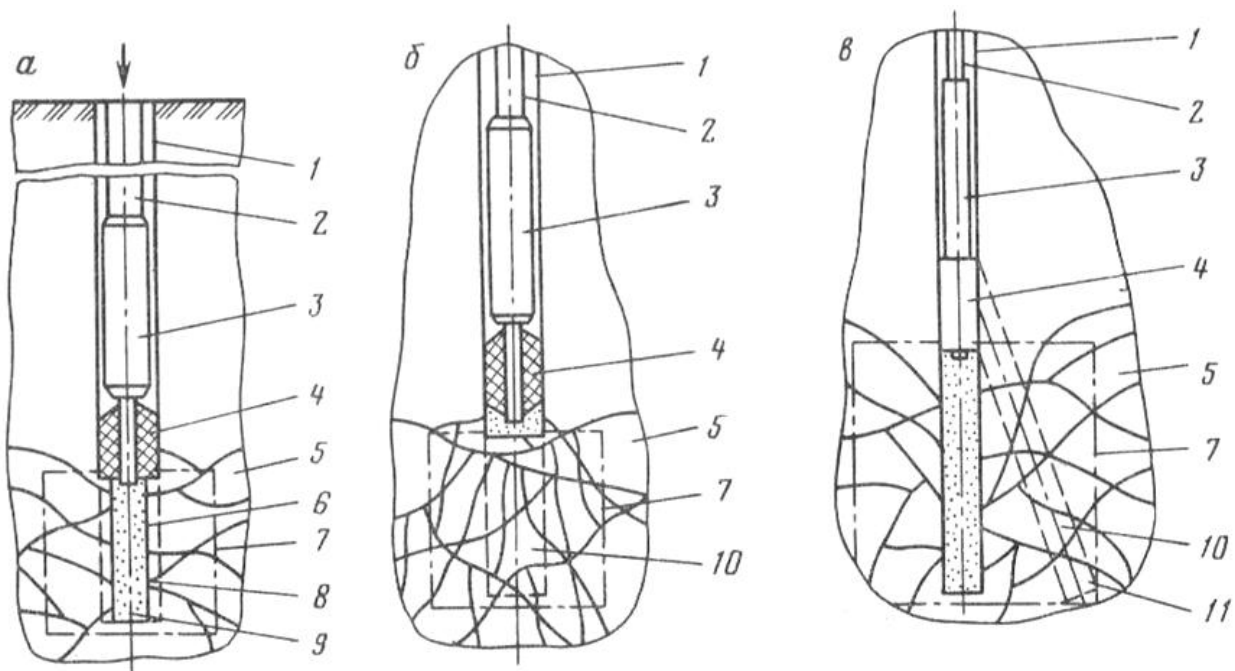


Рис. 3.17. Основні технологічні схеми (а, б, в) тампонажної фіксації тріщин у масиві

Даний варіант доцільно застосовувати за таких умов:

– більшість тріщин орієнтоване перпендикулярно або під значними за величиною кутами до осі свердловини, у зв'язку з чим надходження ТФР через тріщини, що перетинають вибій, у породі, які знаходяться безпосередньо під ним, виявляється утрудненим;

– діаметр основної свердловини 1 досить великий, щоб при влаштуванні випереджаючої циліндричної порожнини 6 і оточувальної її затампонованої породи 8 не відбувалося руйнування останньої.

Другий варіант (рис. 3.17, б) заснований на нагнітанні ТФР в привибійну досліджувану область 5 безпосередньо через вибій основної свердловини 1. В даному випадку для нагнітання ТФР також використовують тампонажний пристрій 3 і 4. Після затвердіння ТФР з привибійної частини свердловини 1 вибуряється керн 10 із зафіксованою в ньому природною тріщинуватістю. Цей варіант доцільно застосовувати у випадках, коли досліджувана тріщинуватість орієнтована паралельно або під гострим кутом до осі свердловини, чим обумовлюється відносно висока ймовірність гідравлічного зв'язку тріщин, розвинених у привибійному просторі 5 зі свердловиною 1.

Третій варіант (рис. 3.17, в) відрізняється від попередніх тим, що нагнітання ТФР проводиться в тріщинуваті породи, що примикають до бічної поверхні стовбура свердловини. Для цього здійснюється ізоляція інтервалу, у якому свердловина 1 перетинає зону тріщинуватості порід 5, і нагнітання в нього ТФР через тріщини, що перетинають стінки свердловини в ізольованому інтервалі. Після цього за допомогою пристрою типу клина, пробки-вибою, відхилювального снаряда і т. д. виконується забурювання нового, пробовідбірного стовбура 11, що проходить у безпосередній близькості від основного стовбура 1, і відбір зі стовбура 11 кернових проб 10 із зафіксованими тріщинами. Даний варіант доцільно використовувати при неможливості застосування описаних вище більш простих способів.

Вибір матеріалів та обладнання. Для тампонажної фіксації тріщин як ТФР можна використовувати тампонажні розчини, що застосовуються для тампонування свердловин і кріплення нестійких порід у гірничих виробках. Найбільш доцільно застосовувати цементні розчини, виготовлені на основі портландцементів марок М400 і М500, сульфатостійких, гіпсоглиноземистих і глиноземистих цементів, а також магнезійні в'язучі речовини, що включають 55 – 60 % хлористого магнію, 35 – 40 % окису магнію і 15 % бентонітового борошна.

Магнезійні речовини відрізняються високою колірною контрастністю по відношенню до гірських порід, що полегшує візуальне виявлення тріщин у зразках, що відбираються після ТФР. До

їх переваг належать також високі адгезійні та міцнісні властивості й висока проникна здатність, що забезпечує фіксацію тріщин з невеликим розкриттям.

Для проходки тампонажних свердловин і відбору зразків з масиву використовують бурове обладнання, що застосовується на геологорозвідувальних роботах, а для нагнітання ТФР у досліджувану область масиву – тампонажні снаряди різних конструкцій з контейнерною доставкою ТФР у зону нагнітання: ТС, СТС, СТ-3, УТС-1М, ТУ та ін. У процесі нагнітання ТФР досліджувана область герметизується за допомогою пакерів, що входять у конструкцію тампонажних снарядів або самостійних керуючих пристроїв типу МП, ДАУ та ін.

У досліджувану область масиву гірських порід ТФР повинні нагнітати відповідно до методики тампонування свердловин. З метою виключення можливості гідророзриву порід, здатного спотворити картину природної тріщинуватості порід за рахунок появи штучних тріщин і зміни величини розкриття природних тріщин, тиск нагнітання ТФР у досліджувану зону не повинно перевищувати величини P_{\max} , що визначається за формулою Хорнера для газонасичених пластів:

$$P_{\max} = (0,30 \dots 0,85) 10^{-6} \gamma_{\text{ГП}} H, \quad (3.43)$$

де P_{\max} – максимально допустимий тиск у зоні нагнітання ТФР, МПа; $\gamma_{\text{ГП}}$ – усереднена об'ємна маса гірських порід, що залежить від віку і глибини залягання останніх, Н/м³; H – глибина розташування зони нагнітання ТФР, м.

Вибурювання керна з порід, що піддаються ТФТ. При вибурюванні породних зразків із зафіксованою тріщинуватістю необхідно обмежувати осьове навантаження на породоруйнівний інструмент і частоту його обертання в межах, рекомендованих для буріння у тріщинуватих, механічно слабких породах. Режими промивання свердловин повинні вибиратися з розрахунком виключення розмиву керна і зашламовування бурового снаряда.

При необхідності вивчення просторового положення тріщин у масиві проводять інклінометричні дослідження і керноскопію; з цією ж метою можуть використовуватися спеціальні палетки.

Визначення параметрів природної тріщинуватості порід. Параметри розкритої природної тріщинуватості, зафіксованої за методом ТФТ, можуть оцінюватися за керновими зразками як для окремих різноспрямованих систем тріщин, так і для сукупності тріщин

у цілому. У першому випадку (рис. 3.18, а) системи тріщин з однаковим або близьким орієнтуванням виділяються за допомогою візуального огляду керна або на підставі інструментального їх вимірювання відносно площин, визначених нормально до поздовжньої осі керна (видимого кута падіння). При цьому щільність тріщин Q кожної із систем визначають як величину, зворотну середній відстані між ними по нормалі:

$$q = \frac{1}{l \cos \delta}, \quad (3.44)$$

де l – середня відстань між осьовими поверхнями T сусідніх тріщин даної системи в напрямку утворення кернових зразків; δ – видимий у корені кут падіння тріщин тієї ж системи.

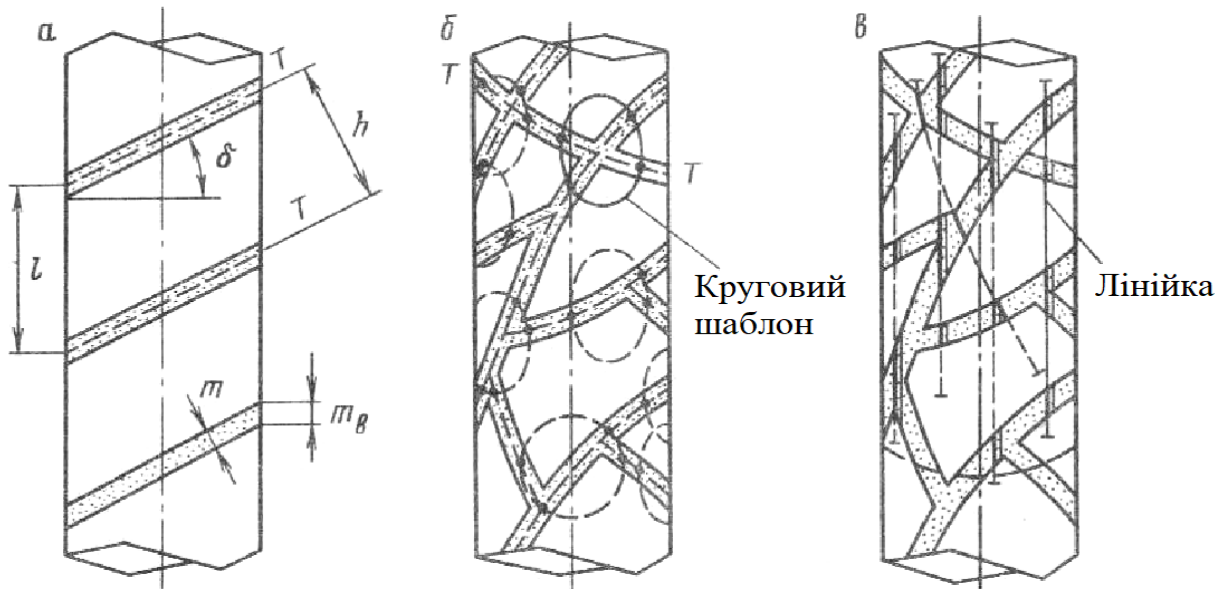


Рис. 3.18. Визначення параметрів зафіксованої тріщинуватості за керновими зразками

Розмірність показника q має вигляд m^{-1} або cm^{-1} . У даному випадку середня відстань між тріщинами $h = l \cos \delta$.

Ступінь розкриття тріщин, заповнених ТФР, для кожної з виділених систем визначають величиною $m_{сер}$ – середньою відстанню m між їх стінками по нормалі до останніх. Значення m можна виміряти на бічній поверхні керна в тому місці, де вихід тріщини на цю поверхню має мінімальну ширину (у точках виходу короткої осі еліпса, утвореного при перетині плоскою або відносно плоскою

тріщиною). Для зручності вимірювань керн може розрізатися по площинах, нормальних до тріщин різних систем, з пришлифовуванням поверхні розрізу. Замість безпосереднього вимірювання значень m можна вимірювати видиму ширину m_B уздовж утворення керна та обчислювати за формулою:

$$m = m_B \cos \delta. \quad (3.45)$$

Таким чином можна вимірювати множинні ступені розкриття окремих тріщин, що не утворюють чітко виражених систем, а потім визначати їх середнє розкриття $m_{\text{сер}}$ як середнє арифметичне з результатів приватних вимірювань.

Визначення тріщинної пустотності Π як величини, вимірюваної відношенням об'єму розкритих тріщин, перетинаючих гірську породу, до загального об'єму цієї породи в зоні розвитку тріщинуватості, для окремих, чітко виражених систем здійснюється шляхом ділення середньої ширини тріщин $m_{\text{сер}}$ на середню нормальну відстань h між їх осьовими поверхнями T :

$$\Pi = \frac{m_{\text{сер}} \cdot 100\%}{h}. \quad (3.46)$$

При декількох різноорієнтованих системах тріщин (рис. 3.18, б) сумарна тріщинна пустотність розраховується за формулою:

$$\Pi_C = \frac{m_{\text{сер}1}}{h_1} + \frac{m_{\text{сер}2}}{h_2} + \dots + \frac{m_{\text{сер}k}}{h_k}. \quad (3.47)$$

Розрахунок за наведеною формулою дає дещо завищені результати, оскільки в місцях перетину тріщин обсяг пустот враховується двічі. Однак обумовлені цим похибки зазвичай невеликі, особливо при відносно малій сумарній пустотності. При значних (більше 10 %) величинах пустотності цю похибку можна виключити шляхом застосування, більш точної формули:

$$\Pi_0 = \left[1 - \left(1 - \frac{m_{\text{сер}1}}{h_1} \right) \left(1 - \frac{m_{\text{сер}2}}{h_2} \right) \times \dots \times \left(1 - \frac{m_{\text{сер}k}}{h_k} \right) \right] \cdot 100\%. \quad (3.48)$$

При великому числі або відсутності чітко виділених систем тріщин значення тріщинної пустотності та інших параметрів розкритої тріщинуватості визначають імовірно-статистичним методом. З цією метою спочатку вимірюють величину об'ємної щільності тріщин Q ($\text{см}^2/\text{см}^3$, $\text{дм}^2/\text{дм}^3$), що являє собою сумарну площу тріщин в одиниці об'єму породи (кожна тріщина умовно розглядається як єдина поверхня). Вимірювання проводиться за допомогою трафарету – з довжиною кола 10 см. Трафарет виконується з прозорого гладкого матеріалу (фотоплівки, лавсанової кальки і т. п.). Він багаторазово накладається на основну поверхню керна; при кожній такій накладці підраховується число n перетинів кола з видимими на поверхні слідами тріщин, а точніше з середніми лініями T тріщин (рис. 3.18, б) – показано жирними точками. Потім шляхом ділення суми значень n на загальне число накладок трафарету підраховується середнє число точок перетинання $n_{\text{сер}}$ слідів тріщин, що припадає на 10 см (1 дм) випадкової січної. При підрахунку $n_{\text{сер}}$ беруть до уваги всі значення n , у тому числі й нульові. Доведено, що при досить великому числі накладок (понад 20 – 25) величина об'ємної щільності тріщин дорівнює подвоєному значенню $n_{\text{сер}}$:

$$Q = 2n_{\text{сер}}. \quad (3.49)$$

Значення тріщинної пустотності Π у даному випадку визначають за допомогою гнучкої лінійки довжиною 10 см, що багаторазово накладається на бічну поверхню керна (рис. 3.18, в). При кожній накладці підраховують число міліметрових поділок лінійки, що припадає на пустоти, заповнені ТФР (показані подвійними лініями), і виводять середнє арифметичне з результатів вимірів. Неважко довести, що це середнє арифметичне чисельно дорівнює величині Π , вираженої у відсотках. Напрямок накладок лінійки може бути будь-яким, однак при переважно поздовжніх відносно осі керна тріщинах краще розташовувати лінійку по колу, а при січних – по керну.

Якщо величини Q і Π визначені ймовірно-статистичним методом, то середня нормальна ширина тріщин може бути обчислена як частка від ділення загальної тріщинної пустотності на об'ємну щільність усіх тріщин:

$$m_{\text{сер}} = \frac{\Pi}{Q}. \quad (3.50)$$

У деяких випадках зафіксовані тріщини виявляються заповненими сумішшю ТФР і мінерального заповнювача, присутнього в тріщинних пустотах. При малих розмірах частинок природного заповнювача його кількість можна оцінювати в прозорих або полірованих шліфах під мікроскопом за загальновідомим петрографічним методом підрахунку компонентів за допомогою окуляра-мікрометра.

Розкрити тріщинуватість порід по керну методом ТФТ доцільно вивчати в комплексі з такими методами: мікроскопічним, капілярного насичення порід люмінофором та ультразвуковим, що детально описані в роботі. Однак при цьому необхідно враховувати, що перераховані методи не дозволяють попередньо фіксувати природні тріщини і в підрахунки параметрів тріщинуватості неминуче вносять похибки, обумовлені штучними тріщинами, які утворюються в процесі вибурювання керна, виготовлення шліфів і т. д.

При наявності відповідних технічних засобів паралельно з методом ТФТ слід вивчати тріщинуватість шляхом фотографування стінок свердловин або досліджувати їх, застосовуючи акустичні свердловинні телевізори.

3.2.12. Методика проведення підземних газових зйомок

Газоносність вуглевмісних порід на основі проведення підземних газових зйомок вивчають відповідно до дещо видозміненої методики щодо завдань визначення природної газоносності вугільних пластів. Роботи повинні виконуватися відповідно до вимог.

Методом підземних газових зйомок вивчають газоносність порід, що належать до окремих літологічно однорідних шарів з нормальною потужністю понад 5 – 7 м; у разі потреби (при високому ступені розшаровування відкладів) вивчають газоносність комплексів літологічно споріднених шарів. Дослідження, як правило, проводять у межах інтервалів геологічного розрізу на відстані не менше 10 м (по нормалі до пластування) від найближчого вугільного пласта.

При наявності розривних порушень газоносність порід вивчають даним методом безпосередньо в зоні порушення, а також на відстанях 5 – 10, 20 – 25 і 40 – 50 м від поверхні змістовника по осі вироблення (зазначені відстані можуть зменшуватися при малій і збільшуватися при великій амплітуді зміщення по поверхні розривів).

Для проведення підземних газових зйомок комплектуються спеціальні групи, що складаються з керівника і його помічників (гірничих інженерів) і 5 – 6 заміряльників. Тривалість кожної газової зйомки повинна відповідати тривалості технологічного циклу з проведення гірничих робіт у виробці або в 2 – 3 рази перевищувати її.

Газоносність порід X_{Π} ($\text{м}^3/\text{м}^3$) визначається як сума питомого метановиділення з відбитої породи q_{Π} та величини її середньої залишкової газоносності $\bar{X}_{\text{ОП}}$:

$$X_{\Pi} = q_{\Pi} \bar{X}_{\text{ОП}}. \quad (3.51)$$

Відносне метановиділення з відбитої породи q_{Π} визначають за результатами газової зйомки, що проводиться в польовій підготовчій виробці, а величину $\bar{X}_{\text{ОП}}$ – за пробами породи, набраними в герметичні посудини. Для визначення метановиділення з відбитої породи на прямолінійній, незагромадженій ділянці виробки зі щільно прилеглим до стінок кріпленням на відстані не ближче 50 м від вибою і 20 м від устя виробки вибирають пункт спостережень (замірний пункт), у якому визначають розміри поперечного перерізу виробки в світлі та середню швидкість руху повітря, а також відбирають газоповітряні проби.

При діапазоні швидкості руху повітря в підземній виробці 0,3 – 0,5 м/с визначається її точне значення анемометром типу АСО-3, при великих швидкостях – крильчастими анемометрами. У випадках, коли швидкість повітряного струменя становить менше 0,3 м/с, її визначають розрахунковим шляхом за даними вимірювання швидкісного тиску в повітропроводі з використанням мікроманометра типу ММП та результатів виміру барометричного тиску і температури у виробці.

Для відбору газоповітряних проб використовують посудини (пляшки) місткістю не менше 0,25 л, виготовлені з безбарвного скла і повністю заповнені підкисленим 30%-ним розчином кам'яної солі, відстояним протягом доби і профільтрованим.

Відбір газоповітряних проб у замірному пункті під час проходження через нього продукту вибуху здійснюється із застосуванням захисних заходів з відбору проб рудникового повітря. Для цього можна використовувати автоматичний пробовідбирач типу ПГМ або ПРВС-10 конструкції МакНДІ та ін.

Порядок відбору проб. Безпосередньо перед вентилятором місцевого провітрювання проби відбирають протягом усього циклу спостережень через кожні 30 хв. У пункті спостережень після підричних робіт, починаючи з моменту підходу до нього продуктів вибуху, беруть проби так: у перші 5 хв – через кожну хвилину, у наступні 10 хв – через 2 хв, потім протягом 15 хв – через 3 хв і протягом 30 хв – через кожні 10 хв, в інший час спостережень через 30 хв. Швидкість руху повітря в пункті спостережень вимірюють протягом усього циклу через кожні 30 хв.

Для розрахунку величини питомого метановиділення з відбитої породи визначають кількість повітря і метану, що проходить у пункті спостережень, а також метану, що надходить у виробки зі свіжим струменем повітря. Кількість повітря, що проходить через замірний пункт, визначають за формулами:

$$Q = 60S\bar{V}_B, \quad (3.52)$$

де S – площа поперечного перерізу виробки в світлі, m^2 ; \bar{V}_B – середня швидкість руху повітря у виробці, m/c , та

$$\bar{V}_B = \frac{\sum_{i=1}^n V_{Bi} K_3}{n}, \quad (3.53)$$

де V_{Bi} – швидкість руху повітря у виробці при i -му вимірі, m/c ; n – кількість вимірів швидкості руху повітря у виробці; K_3 – поправковий коефіцієнт, що враховує спосіб виміру швидкості руху повітря (при вимірі способом "перед собою" приймають $K_3 = 1,14$).

Середня швидкість руху повітря V_T у повітропроводі встановлюють за формулою

$$V_T = \frac{\sum_{i=1}^n V_{Ti}}{m}, \quad (3.54)$$

де m – кількість вимірів швидкісного тиску в повітропроводі; V_{Ti} – швидкість руху повітря в повітропроводі при i -му вимірі:

$$V_{Ti} = \sqrt{\frac{2gh_{CKi}}{\rho}}. \quad (3.55)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²; h_{CKi} – швидкісний тиск у i -й точці виміру, Па; ρ – щільність повітря, кг/м³:

$$\rho = \frac{0,00349p}{273 + t_B}, \quad (3.56)$$

де p – барометричний тиск у гірничій виробці в місці виміру швидкості у вентиляційній трубі, Па; t_B – температура повітря у виробці, °С.

Кількість газу I_i , що проходить у пункті спостережень при кожному i -му наборі проби, розраховується за формулою:

$$I_i = \frac{Q_{\Pi} C_i}{100}, \quad (3.57)$$

де C_i – концентрація газу при i -му наборі проби, %.

Середня кількість метану, що надходить у підготовчу виробку до ведення підричних робіт, визначають за формулою:

$$\bar{I}_{\Pi 0} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{0i}}{n_0}. \quad (3.58)$$

де I_{0i} – кількість газу, що надходить зі свіжим струменем повітря у виробку до ведення підричних робіт при кожному i -му наборі проби, м³/хв; n_0 – кількість проб повітря, набраних до ведення підричних робіт.

Кількість газу, що надійшов зі свіжим струменем повітря в виробку до ведення підричних робіт, при кожному i -му наборі проби, визначають за формулою:

$$\bar{I}_{0i} = \frac{Q_{\Pi} C_{0i}}{100}, \quad (3.59)$$

де C_{0i} – концентрація метану на початку всмоктування повітря вентилятором при кожному i -му наборі проби до ведення підричних робіт, %.

Середня фоновіа кількість газу, що проходить у замірному пункті до ведення підричних робіт, визначають за формулою:

$$\bar{I}_{\Phi 0} = \frac{(I_{\Phi i} + I_{\Phi i+1})(T_{\Phi i+1} - T_{\Phi i})}{2T_0}, \quad (3.60)$$

де $I_{\Phi i}$, $I_{\Phi i+1}$ – кількість метану, що проходить у замірному пункті протягом i -го і подальших вимірів до ведення підричних робіт, $\text{м}^3/\text{хв}$; $T_{\Phi i}$, $T_{\Phi i+1}$ – час, протягом якого роблять i -й і подальші виміри, год, хв; T_0 – загальний час спостереження до ведення підричних робіт, хв.

Середня фоновіа кількість метану $\Delta I_{\Phi 0}$, що виділяється в виробку до початку ведення підричних робіт, визначається за формулою:

$$\Delta \bar{I}_{\Phi 0} = \bar{I}_{\Phi 0} - \bar{I}_{\text{П}0}. \quad (3.61)$$

Середня кількість газу, що проходить у замірному пункті після ведення підричних робіт по породі, визначають за формулою:

$$\bar{I}_n = \frac{1}{2} \cdot \frac{(I_{ni} + I_{ni+1})(T_{ni+1} - T_{ni})}{\sum (T_{ni+1} - T_{ni})}, \quad (3.62)$$

де I_{ni} , I_{ni+1} – кількість газу, що проходить через замірний пункт протягом i -го і подальших замірів після ведення підричних робіт, $\text{м}^3/\text{хв}$; T_{ni} , T_{ni+1} – час, протягом якого роблять i -й і подальші виміри, хв; $T_{ni+1} - T_{ni}$ – інтервал часу між вимірами, хв.

Середня кількість газу, що надходить у виробку після ведення підричних робіт

$$\bar{I}_{n0} = \frac{\sum I'_{0i}}{n'_0}, \quad (3.63)$$

де I'_{0i} – кількість газу, що надходить зі свіжим струменем повітря в виробку після ведення підричних робіт при кожному i -му наборі проби, $\text{м}^3/\text{хв}$; n'_0 – кількість проб повітря, відібраних перед вмиканням вентилятора після ведення підричних робіт.

Середня кількість метану, що виділяється з відбитої породи, визначається формулою:

$$\bar{I}_{0n} = \bar{I}_n - \bar{I}_{n0} - \Delta I_{\Phi 0}. \quad (3.64)$$

Залишкову газоносність породи в кожній пробі визначають як відношення об'єму газу до об'єму дегазованої проби. Середнє значення залишкової газоносності (у $\text{м}^3/\text{м}^3$) породи встановлюють за формулою:

$$X_{\text{ОП}} = \frac{\sum_{i=1}^n X'_{\text{ОП}i}}{n}, \quad (3.65)$$

n – кількість відібраних проб.

Для вивчення колекторських, сорбційних властивостей порід і оцінки вмісту в них розсіяної органічної речовини відбирають їх проби. Матеріали про результати кожної газової зйомки повинні містити:

- відомості про глибину залягання, літолого-стратиграфічну характеристику, тектонічну порушеність, ступінь постдіагенетичного перетворення, обводненість породи, розкриту підземну виробку, у якій проведена зйомка;
- дані про газоносність довколишніх вугільних пластів, найкоротшу відстань до них;
- відомості про колекторські та сорбційні властивості породи, а також про вміст у ній розсіяної органічної речовини;
- відомості про газонасиченість підземних вод і компонентний склад газу;
- дані про абсолютну і відносну газовість підземного виробітку, зумовлену газовиділенням з відбитої породи;
- дані про залишкову газоносність породи;
- результати визначення природної газоносності породи за даними проведення газової зйомки.

3.2.13. Розрахунок значень природної газоносності порід за результатами сорбційних досліджень

Встановлюють об'єми газу, випущеного в вимірювальну частину установки при кожному i -му скиданні тиску газу:

$$V_i^B = V_{\text{ІЗМ}}(P_{2i}^B - P_{1i}^B)f, \text{ см}^3, \quad (3.66)$$

де $V_{\text{ІЗМ}}$ – об'єм газу в вимірювальній частині установки, см^3 ; P_{2i}^B, P_{1i}^B – кінцевий і початковий тиск відповідно при i -му скиданні тиску за допомогою вакуумметра, МПа; f – температурна поправка.

Визначають об'єм газу, витягнутого при дегазації при кожному i -му випуску газу, см^3 :

$$V_i^D = V_{\text{ІЗМ}}(P_{2i}^B - P_{1i}^B). \quad (3.67)$$

Загальний об'єм газу, що міститься в сорбційній ампулі з пробкою (см^3), розраховують за формулою:

$$V_{об} = \sum_{i=1}^n V_i^B + \sum_{i=1}^n V_i^D, \quad (3.68)$$

де n – кількість випусків газу.

Встановлюють об'єм вільного газу, що знаходиться в ампулі при кожному рівноважному тиску, $см^3$:

$$V_i^C = V_0 \frac{P_i}{\alpha}, \quad (3.69)$$

де V_0 – об'єм вільного простору в сорбційній ампулі з пробою, $см^3$; P_i – тиск сорбційної рівноваги в системі метан-порода, МПа; α – ступінь стисливості газу при тиску і температурі, прийнятих у даному дослідженні.

Питомий об'єм сорбованого газу при кожному тиску сорбційної рівноваги ($см^3/г$) можна встановити так:

$$\left| \begin{array}{l} P_1 a_1 \frac{V_{об} - V_1^C}{\sigma}, \\ P_2 a_2 \frac{V_{об} - V_1^B + V_2^C}{\sigma}, \\ P_3 a_3 \frac{V_{об} - (V_1^B + V_2^B) - V_3^C}{\sigma}, \\ \dots\dots\dots \\ \dots\dots\dots \\ P_k a_k \frac{V_{об} - \sum_{i=1}^{k-1} V_i^B - V_k^C}{\sigma}, \end{array} \right. \quad (3.70)$$

де P_k – тиск сорбційної рівноваги ($i = 1, 2, \dots, k$), МПа; a – сорбційна місткість порід при даному тиску ($i = 1, 2, \dots, k$), $см^3/г$; k – загальна кількість випусків газу; σ – вага проби, г.

Для переведення в розмірність $м^3/м^3$ значення сорбційної місткості необхідно помножити на гадану щільність породи.

Загальний об'єм газу, що міститься в породі, складається з об'ємів вільного, сорбованого і водорозчинного газів.

Формула розрахунку газоносності породи $X_{П}$ має вигляд:

$$X_{\Pi} = \Gamma_{\Pi}^{\text{CB}} + \Gamma_{\Pi}^{\text{CORB}} + \Gamma_{\Pi}^{\text{B}}, \quad (3.71)$$

де Γ_{Π}^{CB} – вміст вільного газу в поровому просторі породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{\Pi}^{\text{CORB}}$ – сорбційна метаномісткість породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$; Γ_{Π}^{B} – вміст газу, розчиненого в пластових водах, що насичують породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Об'єм вільного газу розраховується за рівнянням:

$$\Gamma_{\Pi}^{\text{CB}} = \frac{P_0 P f}{Z P_0}, \quad (3.72)$$

де P_0 – відкрита пористість, ч. од.; P – пластовий тиск; f – температурна поправка, Z – коефіцієнт стисливості; P_0 – атмосферний тиск, $P_0 = 0,1$, МПа.

Розрахунок вмісту газу, розчиненого в пластових водах, що насичують породи, виконується за формулою:

$$\Gamma_{\Pi}^{\text{B}} = \frac{\Gamma_{\Phi} P_0}{1000}, \quad (3.73)$$

де Γ_{Π}^{B} – газоносність водоносних порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; Γ_{Φ} – газонасиченість пластових вод, $\text{см}^3/\text{л}$.

Для визначення Γ_{Φ} відбирають проби води і рідини з пробовідбірної камери КВІ-65 на усті свердловини. Об'єм газу заміряють, пробу газу відправляють до лабораторії. За даними газового аналізу та об'ємом витягнутого газу розраховують вміст газових компонентів [8 – 10]:

$$V_{\text{K}} = \frac{A_{\text{K}} V}{100}, \quad (3.74)$$

де V_{K} – об'єм газу, витягнутого з пробовідбірної камери, м^3 ; A_{K} – вміст компонента в витягнутому газі, %.

При відборі проби рідини в ній розчиняються кисень і азот повітря. У пробі може бути тільки атмосферний кисень, тому його об'єм виключають повністю. Об'єм атмосферного азоту приймається таким, що дорівнює об'єму кисню, оскільки співвідношення розчинності кисню та азоту у воді

$$\frac{O_2}{N_2} = \frac{1}{2}.$$

Вміст азоту дорівнює різниці загального об'єму азоту в пробі та подвоєного об'єму кисню.

Кількість газу, витягнутого з пробовідбірної камери, без урахування кисню й азоту в повітрі обчислюється за формулою:

$$V_{\text{ПР}} = V - V_{\text{O}_2} - V_{\text{N}_2}^{\text{B}}, \quad (3.75)$$

де V_{O_2} – об'єм кисню, м^3 ; $V_{\text{N}_2}^{\text{B}}$ – об'єм атмосферного азоту, м^3 .

Вміст $b_{\text{К}}$ газових компонентів у витягнутому з пробі газі розраховується за виразом:

$$b_{\text{К}} = 100 \frac{V_{\text{К}}}{V_{\text{ПР}}}. \quad (3.76)$$

Абсолютний вміст окремих газових компонентів в 1м^3 рідини визначають за формулою:

$$\Gamma_{\text{В}} = \frac{V_{\text{К}}}{V_{\text{В}}}, \quad (3.77)$$

де $V_{\text{В}}$ – об'єм води, відібраний з пробовідбірної камери, м^3 .

Газонасиченість пластових вод горючими газами разом з воднем розраховують за формулою:

$$\Gamma_{\text{Ф}} = \frac{\Sigma(V_{\text{П}} + V_{\text{H}_2})}{V_{\text{В}}}, \quad (3.78)$$

де $V_{\text{П}}$ – об'єм вуглеводневих газів, обчислений за результатами газового аналізу і приведений до нормальних умов, м^3 ; V_{H_2} – об'єм водню, обчислений за результатами газового аналізу і приведений до нормальних умов, м^3 .

Якщо в пробовідбірній камері об'єм газу, розчиненого у воді, не визначений або визначений недостатньо, замість фактичної газонасиченості пластових вод встановлюють граничну величину розчинності метану у воді за графіком (рис. 3.19). На ньому подана залежність числа об'ємів газу (при $P = 0,1$ МПа, 0 °С), що розчиняються в одному об'ємі води, від різних значень температури і тиску.

Вміст газу, розчиненого в пластових водах, що насичують 1 м^3 породи, розраховують за рівнянням:

$$X_{\Pi}^B = \Gamma_{\Phi} \Pi_0 + \Gamma_{\Phi} \Pi_T, \quad (3.79)$$

де X_{Π}^B – газоносність водовмісних порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; Γ_{Φ} – газонасиченість пластових вод, $\text{м}^3/\text{м}^3$; Π_0 – відкрита пористість порід за лабораторними даними, ч. од.; Π_T – тріщинна пустотність порід, ч. од.

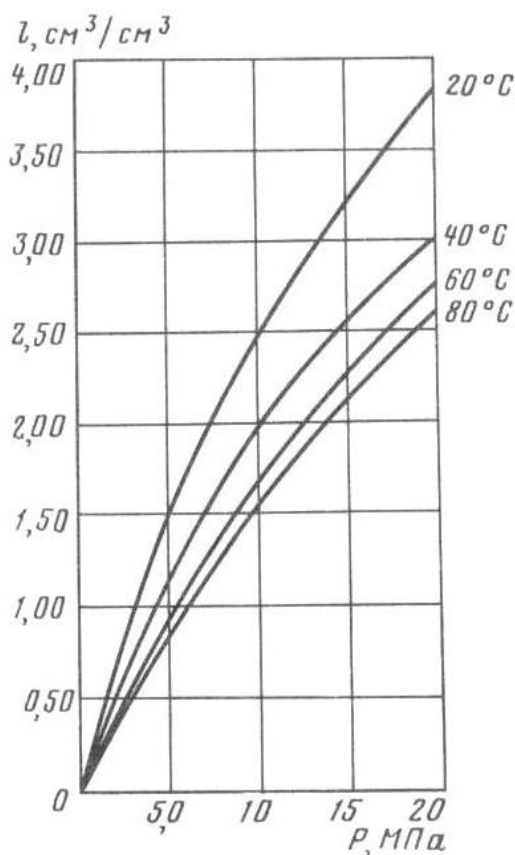


Рис. 3.19. Розчинність метану у воді при різних значеннях тиску і температури

3.2.14. Оцінка показності породогазових проб, відібраних у герметичні посудини кернагазонабирачами

Проби, відібрані в герметичні посудини, вважають репрезентативними, якщо вони задовольняють умови (рис. 3.20):

- проба надійшла на дегазацію не пізніше 5 діб після відбору;
- герметичність проби в процесі транспортування і дегазації не порушувалася;
- проба має масу не менше 300 г і являє собою одну літологічну різницю;
- проба після дегазації суха, що вказує на її герметичність.

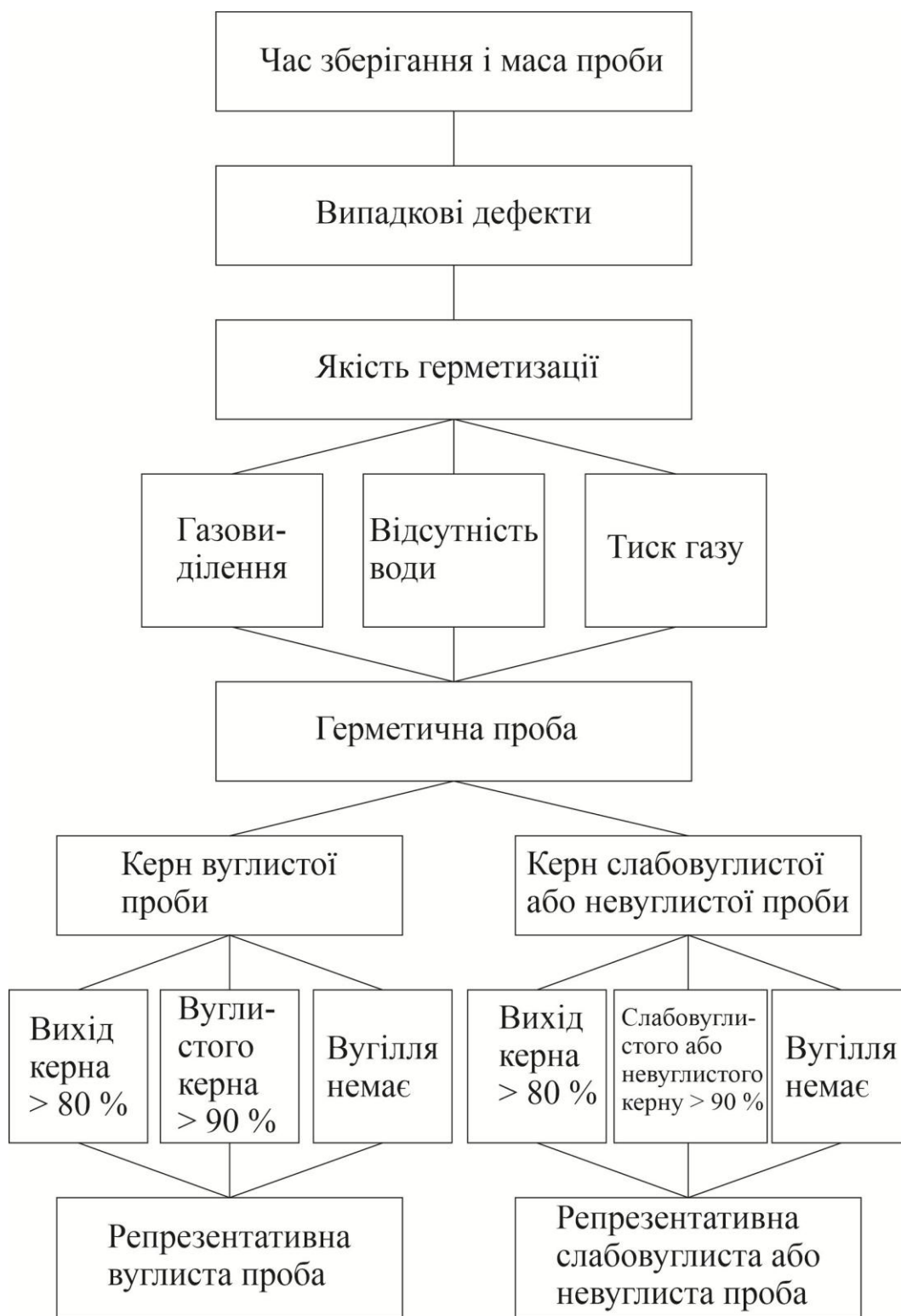


Рис. 3.20. Схема визначення репрезентативності та класифікації породних проб, відібраних керногазонабирачами

Проби, що не задовольняють ці вимоги, вважаються нерепрезентативними і для вирішення завдань вивчення газоносності порід не використовуються.

Проби, відібрані керногазонабирачами, вважаються репрезентативними при дотриманні наведених далі умов, що належать до різних критеріїв.

За якістю герметизації:

- проба надійшла на дегазацію не пізніше 5 діб після відбору;
- маса проби більше 1000 г;
- пробу відбирають і герметизують відповідно до затвердженої методики;
- відсутні видимі газовиділення з керноприймача у з'єднаннях запірних пристроїв;
- тиск газу в керноприймачі, заміряний манометром на свердловині через 2 години після відбору, менше заміряного через 2 доби в лабораторії, що означає відсутність витоку газу в місцях з'єднань;
- керн після розрізу сухий, що вказує на відсутність підсосу води при дегазації;
- вміст кисню у всіх фракціях дегазації не перевищує 5 %.

За якістю і складом керна для вуглистих порід (зольність 50 – 70 %):

- керн не менше ніж на 90 % складається з вуглистих порід;
- вихід керна більше 70 %;
- керн займає не менше $\frac{2}{3}$ довжини керноприймача, що виключає вплив газу, що міститься в буровому розчині;
- у керні немає прошарків вугілля сумарною потужністю більше 5 см для слабовуглистих або неуглистих порід (зольність більше 70%);
- керн не менше ніж на 90 % складається із слабовуглистих або неуглистих порід;
- вихід керна більше 80 %;
- керн займає не менше $\frac{2}{3}$ довжини керноприймача; в керні відсутні прошарки вугілля із сумарною потужністю більше 5 см.

За пробами, у яких керн складений вуглистими і не вуглистими породами в інших співвідношеннях або з великим числом прошарків вугілля, розрахунок газоносності не проводиться через неможливість визначення об'єму газу, що виділяється з кожної літологічної різниці окремо.

Усі проби, які не задовольняють перераховані критерії, вважаються нерепрезентативними і при прогнозуванні газоносності не враховуються.

3.2.15. Вивчення газоносності за допомогою пакерних пристроїв

В останні роки при вивченні газоносності вугленосних відкладів широко застосовують пластовипробувачі.

Сутність досліджень. В інтервал, підготовлений до виміру газу, опускається пластовипробувач з пакером, який герметично ізолює привибійну частину свердловини або досліджуваній інтервал. Системою клапанів по горизонталі пласт з'єднується з бурильними трубами, виведеними на поверхню. Тут проводиться замір дебіту і відбір проби газу, а пластовий тиск фіксується глибинними манометрами.

На виробництві застосовують комплекс вимірювальних інструментів КВІ-65 з пробовідбірною камерою УкрНДГаз, а також багатоциклові пластовипробувачі типу МІГ і МІК.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте основні стадії геологорозвідувальних робіт.
2. Загальна характеристика методів вивчення газоносності вугільних родовищ.
3. У чому полягає сутність методу вивчення якісного складу вугілля?
4. Яка методика розрахунку вмісту газу в пробі, відібраної в герметичну посудину?
5. Які відмінні риси методу прямого визначення природної газоносності вугільних пластів і вмісних порід?
6. Які відомі схеми спеціальних колонкових снарядів для випробування газоносних порід?
7. Перелічіть основні типи кернагазонабирачів.
8. Розкажіть принцип дії та умови експлуатації газокернабирачів типу ГКМ.
9. Яка технологія відбору газових проб кернагазонабирачем типу ГКМ?
10. Який принцип дії та умови відбору проб кернагазонабирачем типу КГН?
11. Як проводиться витяг газу з газозбірника?
12. Основні відмінні риси кернагазонабирача типу КГ.

13. Принцип дії і технологія відбору проб кернагазонабирачем КА-61.

14. Методика розрахунку вмісту газу в пробі, відібраної кернагазонабирачем.

15. У чому полягає сутність методу непрямого визначення природної газоносності?

16. Комплексний метод МГК, його переваги і недоліки.

17. Яка методика проведення газового каротажу?

18. Обробка отриманих даних газоносності методом МГК.

19. Охарактеризуйте методи геофізичних досліджень свердловин.

20. Вивчення газовиділень зі свердловини.

21. Принцип дії приладу ПГД-2.

22. Які способи дегазації породно-газових проб і рідин?

23. Який принцип дії установки для безударного руйнування порід?

24. Як дегазують проби в польових умовах?

25. Як вивчають і виявляють мікропоклади газу в вугленосній товщі?

26. Методика вибору параметрів розкритої тріщинуватості гірських порід.

27. Визначення параметрів природної тріщинуватості порід.

28. Методика проведення підземних газових зйомок.

29. Яка методика розрахунку значень газоносності порід за результатами сорбційних досліджень?

30. Як оцінити репрезентативність породогазових проб?

РОЗДІЛ 4. ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

4.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Газогідродинамічні дослідження проводять після спуску і цементування обсадної колони, що дозволяє визначити такі показники:

- продуктивну характеристику пласта;
- добувні можливості свердловини;
- зв'язок між дебітом, вибійним і устєвим тисками і температурою;
- технологічний режим роботи свердловини;
- початковий пластовий тиск, ступінь і якість розкриття пласта та ін.

Дослідження проводяться поінтервально за схемою «знизу вгору» з метою виявлення продуктивної характеристики по розрізу. Як правило, на розвідувальних свердловинах дослідження проводяться з випуском газу в атмосферу [2, 3, 33]. При цьому необхідно дотримуватися узгодженого у встановленому порядку з місцевими органами комплексу заходів з охорони навколишнього середовища.

У процесі газогідродинамічних досліджень свердловин визначають такі параметри:

- статичний тиск на усті;
- пластовий тиск;
- вибійний тиск;
- дебіт свердловини на різних режимах роботи;
- процес відновлення і стабілізації тиску;
- температуру газу на усті та вибої при різних режимах роботи, а також у процесі відновлення і стабілізації тиску;
- кількість вивезеної води і твердих домішок на різних режимах.

Для визначення фізико-хімічних характеристик газу і води відбирають їх проби:

- для газу (вільного і розчиненого в пластовій воді) – щільність по повітрю, теплота згоряння, вміст (у молярних відсотках) метану, етану, пропану, бутанов, а також гелію, сірководню, вуглекислого газу та азоту;

– для підземних вод (підґрунтових і крайових) – вміст йоду, бром, стронцію, германію та ін., а також склад розчиненого у воді газу.

При отриманні із свердловини припливу підземних вод повинні бути визначені дебїти води, температура, тиск, коефіцієнт пружності вод, газовміст та інші показники для оцінки запасів підземних вод і визначення можливості використання їх для вилучення корисних компонентів, бальнеотерапії та інших потреб.

У разі отримання із свердловини припливу газового конденсату необхідно визначити його фракційний і груповий склад, вміст парафіну і сірки, щільність і в'язкість при стандартних умовах, тиск початку конденсації.

При вивченні складу газу і газового конденсату необхідно визначати наявність і вміст у них компонентів, що надають шкідливий вплив на обладнання при видобутку, транспортуванні й переробці (корозійна агресивність до металу і цементу, випадання парафіну, сірки, солей, механічних домішок та ін.).

Газогідродинамічні дослідження проводять за двома методами:

- при стаціонарних режимах фільтрації (метод сталих відборів);
- при нестаціонарних режимах фільтрації.

Метод дослідження *при стаціонарних режимах фільтрації* базується на зв'язку між усталеним вибієним тиском і дебітом газу на різних режимах.

Дослідження газових свердловин *при нестаціонарних режимах фільтрації* виконується двома методами:

- зняття кривих стабілізації вибієного тиску і дебіту при пуску свердловини на певному режимі;
- зняття кривих відновлення вибієного тиску (КВВТ) після закриття свердловини.

Для скорочення тривалості випробування розроблені й застосовуються *модифіковані методи дослідження свердловин з тривалою стабілізацією тиску*. До них належать: *ізохронний, експрес-метод, прискорено-ізохронний метод і метод монотонно-ступінчастої зміни дебіту*.

Методи дозволяють визначити провідність, п'єзопровідність, пористість пласта, а також виявити зони з вираженою неоднорідністю відкладів, що знаходяться в області дренажу досліджуваної свердловини.

Основною метою випробування свердловини є визначення продуктивної характеристики, тобто визначення її потенційного дебіту, умов її роботи (винос піску, води, конденсату) при різних депресіях, а також зв'язку між її дебітом і протитиском.

Продуктивна характеристика визначає залежність між дебітом і вибійним тиском. За отриманими даними будується індикаторна крива. Ця крива може мати вигляд: $Q=f(p_{\text{пл}} - p_{\text{виб}})$; $Q=f(p_{\text{пл}2} - p_{\text{виб}2})$; $Q=f(p_{\text{виб}})$ залежно від способу обробки матеріалів випробування. Внаслідок різноманіття природних факторів продуктивні характеристики різних пластів можуть різко відрізнятися одна від одної.

У процесі випробування свердловини визначають шість показників.

1. Абсолютно вільний дебіт свердловини ($Q_{\text{абс.св}}$ у м³/добу), тобто теоретично вища межа добового видобутку, яка може бути досягнута при тиску (робочий тиск) на вибої свердловини, що дорівнює 1 Па. Опором руху газу по свердловині в цьому випадку можна знехтувати. Отже, абсолютно вільний дебіт є виключно функцією параметрів пласта і самого газу, а також конструкції вибою свердловини.

2. Вільний дебіт свердловини ($Q_{\text{св}}$ у м³/добу), тобто максимальний видобуток зі свердловини, коли протитиск на її усті відсутній і газ вільно витікає в атмосферу (протитиск на усті в цьому випадку дорівнює 0,1 МПа). Очевидно, що $Q_{\text{св}} < Q_{\text{абс.св}}$, оскільки при визначенні $Q_{\text{св}}$ на вибої свердловини буде протитиск, який дорівнює загальній кількості втрат на тертя при проходженні газу по свердловині та ваги стовпа газу від устя до вибою. При наявності в свердловині фонтанної колони слід розрізняти: $Q_{\text{св}}$ – дебіт газу, спливаючого в атмосферу при його русі по обсадній колоні (фонтанні труби відсутні); $Q_{\text{св.ф}}$ – дебіт газу, спливаючого в атмосферу при його русі по обсадній колоні (фонтанні труби відсутні); $Q_{\text{св.к}}$ – дебіт газу при русі по кільцевому простору.

Очевидно, що

$$Q_{\text{св.ф}} < Q_{\text{св}} \text{ та } Q_{\text{св.к}} < Q_{\text{св}}.$$

3. Дебіт газу (Q_1, Q_2, Q_3 і т. д.), відповідний різному протитиску на вибої (відповідно p_1, p_2, p_3 і т. д.), і поведінка свердловини (виносу частинок породи і вологи) при роботі на кожній з цих точок.

На підставі проведених випробувань, крім графічної залежності між дебітом і тиском, і визначення оптимальної точки для експлуатації може бути виведена аналітична залежність між дебітом, робочим тиском і пластовим тиском, необхідна для проектування режиму експлуатації свердловини. Обробка результатів випробування дає можливість визначити параметри пласта і свердловини.

4. Поточний пластовий тиск ($p_{пл}$) і робочий тиск на вибої можуть бути встановлені безпосередньо шляхом заміру глибинним манометром або розрахунковим способом. Для обчислення тиску на вибої визначають манометром тиск на усті свердловини, а потім користуються формулами для перерахунку.

При визначенні поточного пластового тиску в закритій свердловині тиск на усті p_c (статичний тиск) у будь-якій точці буде однаковим. Таких точок може бути або одна, якщо колона фонтанних труб відсутня, або дві, якщо є колона фонтанних труб. При русі газу по пласту до свердловини тиск на усті залежно від місця установлення манометра буде різним. Наприклад, для першого випадку, якщо тиск на вибої дорівнює p_3 , тиск на усті (на голівці свердловини) дорівнюватиме p_r , причому $p_r < p_3$ на суму тиску стовпа газу і втрат на тертя при проходженні газу по обсадній колоні. У другому випадку, тобто при наявності фонтанної колони, на усті можуть бути зафіксовані тиск p_r на голівці фонтанних труб і тиск p_d – динамічний тиск нерухомого стовпа газу – в кільцевому просторі при русі стовпа газу по фонтанній колоні. Очевидно, $p_r < p_d$ на величину втрат тиску на тертя.

5. Абсолютний тиск газу визначається як сума надлишкового (манометричного) p_n і барометричного p_6 тисків

$$p = p_n + p_6. \quad (4.1)$$

Надлишковий тиск вимірюється манометрами, барометричний – барометрами.

При вимірюваному (відомому) барометричному тиску (мм рт. ст.) абсолютний тиск (МПа) визначається з рівнянням

$$p = 0,1(p_n + p_6 / 735,56). \quad (4.2)$$

Якщо барометричний тиск дано в мілібарах, тоді абсолютний – у МПа

$$p = 0,1(p_n + p_6 / 980,6). \quad (4.3)$$

Барометричний тиск можна прийняти постійним, якщо середнє його значення для даної місцевості стандартизовано чи відхилення поточних його значень від середнього не перевищує 1%.

Значення барометричного тиску залежно від висоти над рівнем моря наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Значення барометричного тиску

Висота, м	$t, ^\circ\text{C}$	$p_b,$ мм рт.ст.	Висота, м	$t, ^\circ\text{C}$	$p_b,$ мм рт.ст.
0	15,00	760,0	600	11,10	707,5
100	14,35	751,0	700	10,45	699,0
200	13,70	742,1	800	9,80	690,6
300	13,05	733,3	900	9,15	682,3
400	12,40	724,6	1000	8,50	674,1

6. Тиск на вибої закритої свердловини визначають безпосереднім виміром за допомогою глибинних манометрів або обчислюють за статичним тиском на усті.

Пластовим тиском вважається величина, отримана при повній стабілізації тиску на вибої після закриття свердловини.

Якщо тиск після закриття свердловини наростає протягом тривалого часу або свердловину можна закрити через технічні причини, застосовують наближені методи обчислення пластового тиску за результатами дослідження свердловин на різних режимах або за кривими відновлення тиску [33].

Тиск на вибої закритої свердловини визначають за формулою

$$p_3 = p_y \exp\left(0,03415 \frac{\rho L}{z_{cp} T_{cp}}\right), \quad (4.4)$$

або

$$p_3 = p_y e^S, \quad (4.5)$$

де

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{z_{cp}T_{cp}}, \quad (4.6)$$

p_y, p_z – відповідно устевий та вибійний тиски, МПа; L – глибина свердловини, м; $\bar{\rho}$ – відносна щільність газу; z_{cp} – коефіцієнт надстишення газу при p_{cp} і T_{cp} .

Середня температура в свердловині

$$T_{cp} = (T_z - T_y) / \ln \frac{T_z}{T_y}. \quad (4.7)$$

Тут T_y, T_z – відповідно устева і вибійна температури, К.

Порядок визначення вибійного тиску здійснюється за формулами (4.4) – (4.6).

Критичні параметри $p_{кр}$ і $T_{кр}$ визначають з аналізу газу, тобто вони є сумою критичних параметрів кожного компонента, що входить до складу газу. Ці параметри розраховуються за такими формулами:

$$p_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i p_{кри}, \quad (4.8)$$

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кри}, \quad (4.9)$$

де $p_{п.кр}$ – псевдо-критичний тиск газу, МПа; $T_{п.кр}$ – псевдо-критична температура, К; $p_{кри}$ і $T_{кри}$ – критичний тиск і температура i -го компонента відповідно, що визначаються за табл. 4.2; x_i – молярний (об'ємний) вміст i -го компонента.

За тиском на усті p_y знаходять наведений устевий тиск $p_{пр.у} = p_y / p_{кр}$, а також середню приведену температуру $T_{пр} = T_{cp} / T_{кр}$.

Для отриманих $p_{пр.у}$ і $T_{пр}$ визначають z_y (у разі необхідності використовують також фактор ацентричності ω).

Обчисливши S , визначають орієнтовне значення $e_{ор}^S$, а потім

$$p_{ср.ор} = p_y \left(\frac{1 + e_{ор}^S}{2} \right). \quad (4.10)$$

Знаючи $p_{ср.ор}$, розраховують орієнтовний наведений середній тиск $p_{пр.ср.ор} = p_{ср.ор} / p_{кр}$, за яким для T_{cp} знаходять z_{cp} .

За z_{cp} визначають S і e^S . Потім знаходять $p_3 = p_y e^S$.

Для перевірки й уточнення результатів розрахунку звіряють отримане $p_{cp} = (p_y + p_3)/2$ з прийнятим $p_{cp,op}$. Розрахунок можна вважати правильним у тому випадку, якщо розбіжність цих величин не впливає на z_{cp} , в іншому випадку приймають нове значення $p_{cp,op}$ для визначення z_{cp} і проводять повторний розрахунок.

Таблиця 4.2

Критичні параметри компонентів газу

Компоненти		Показники	
		Критична температура $T_{кр}$, К	Критичний тиск $p_{кр}$, МПа
Метан	(CH ₄)	190,55	4,695
Етан	(C ₂ H ₆)	305,43	4,976
Пентан	(C ₃ H ₈)	369,82	4,333
Ізо-бутан	(<i>i</i> -C ₄ H ₁₀)	408,13	3,719
Н-бутан	(<i>n</i> -C ₄ H ₁₀)	425,16	3,871
Нео-пентан	(<i>neo</i> -C ₅ H ₁₂)	460,39	3,448
Ізо-пентан	(<i>i</i> -C ₅ H ₁₂)	460,39	3,448
Н-пентан	(<i>n</i> -C ₅ H ₁₂)	469,65	3,435
Гексани + вищі	(C ₆ H ₁₄)	507,35	3,072
Гептани	(C ₇ H ₁₆)	540,15	2,790
Октан	(C ₈ H ₁₈)	568,76	2,535
Кислород	(O ₂)	154,78	5,180
Азот	(N ₂)	126,26	3,465
Діоксид вуглецю	(CO ₂)	304,20	7,527
Оксид вуглецю	(CO)	132,93	3,568
Гелій	(He)	5,20	0,234
Водород	(H ₂)	33,25	1,325
Аргон	(Ar)	150,72	4,959
Сірководень	(H ₂ S)	373,60	9,185
Діоксид сірки	(SO ₂)	430,65	8,049

4.2. МЕТОДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИХІДНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИН З ВИДОБУТКУ МЕТАНУ

Вимірювання тиску. Для вимірювання тиску на усті свердловини застосовуються пружинні й вантажні (поршневі) манометри. Промисловість випускає пружинні манометри трьох типів [33]:

- робочі манометри з класом точності 2,0; 2,5; 4,0; 6,0;
- контрольні манометри з класом точності 1,0; 1,5;
- зразкові манометри з класом точності 0,2; 0,35; 0,4; 0,5.

При дослідженні свердловин застосовують тільки зразкові манометри (МЗ). До точок виміру манометри приєднують спеціальними вентилями високого тиску за допомогою сталевих або мідних трубок. Для запобігання дії агресивного середовища на манометри рекомендується між манометром і точкою виміру тиску поставити «пастки» або петлі, заповнені хімічно стійкою рідиною, наприклад трансформаторним маслом. При наявності пульсацій треба монтувати буферні місткості, що являють собою пристрій, який захищає манометр від впливу пульсацій.

Детальні інструкції щодо обслуговування і застосування зразкових манометрів є в атестатах, що додаються до манометрів заводом-виробником.

Вимірювання температури. Температура газу на усті свердловини вимірюється звичайними ртутними скляними термометрами. Крім того, застосовують манометричні й електричні термометри, які передають свідчення на відстань. Показання термометрів тарують у рідинних термостатах, порівнюючи їх з показаннями зразкових термометрів. Для вимірювання температури на усті свердловини вварюють спеціальні кишені в вимірювач дебіту газу. Для визначення температури рухомого газу на усті працюючої свердловини термометричну кишеню встановлюють на горизонтальній ділянці викиду, як можливо ближче до фонтанної арматури.

Вимірювання дебіту свердловин. Його визначають:

- методом звуження (за допомогою приладів-показчиків або реєструвальних пристроїв);
- діафрагмовим вимірником критичної течії;
- пневмометричною трубкою другого і першого типів.

Тип приладу і спосіб визначення дебіту газу вибирають з урахуванням таких даних:

- напрямку потоку газу при випробуванні свердловини на різних режимах (в атмосфері або в трубопроводі);
- тиску газу в точці виміру;
- кількості газу;
- діаметра трубопроводу, по якому протікає газ, у точці виміру.

При вимірах необхідно, щоб в потоці газу не було рідких і твердих домішок, оскільки наявність останніх призводить до похибок. Тому перед виміром дебіту газ слід звільнити від домішок у сепараторі.

Поряд з дебітом газу визначають і кількість домішок у сепараторі послідовно на кожному режимі роботи свердловини. В цьому випадку показання на аналізаторі дебіту записують через певні проміжки часу, починаючи з моменту пуску свердловини до стабілізації дебіту газу.

Анемометр і шайбовий вимірювач. Анемометр застосовують як при закінченні витікання газу з відкритого кінця труби, так і під час руху його в трубопроводі під тиском, що практично дорівнює атмосферному, а також, якщо швидкість потоку газу не перевищує 15 м/с.

Дебіт газу визначають за формулою

$$Q = 331D^2 \frac{v}{T}, \text{ тис. м}^3/\text{добу}, \quad (4.11)$$

де D – діаметр труби, м; v – швидкість газу, м/хв; T – абсолютна температура, К.

Наприклад, для труби діаметром 168 мм (0,15 м) при температурі газу 20°К максимальний дебіт, який можна виміряти анемометром, складе:

$$Q = 331 \cdot 0,15^2 \frac{900}{293} = 23 \text{ тис. м}^3/\text{добу}.$$

Шайбовим вимірювачем визначають невелику кількість газу (до 5000 м³/добу) при випуску його в атмосферу, якщо тиск перед шайбою не перевищує 500 мм вод. ст.

Шайбовий вимірювач (рис. 4.1) складається з корпусу 1, фігурних фланців 2 з різью діаметром 285 або 210 мм, прокладки 3.

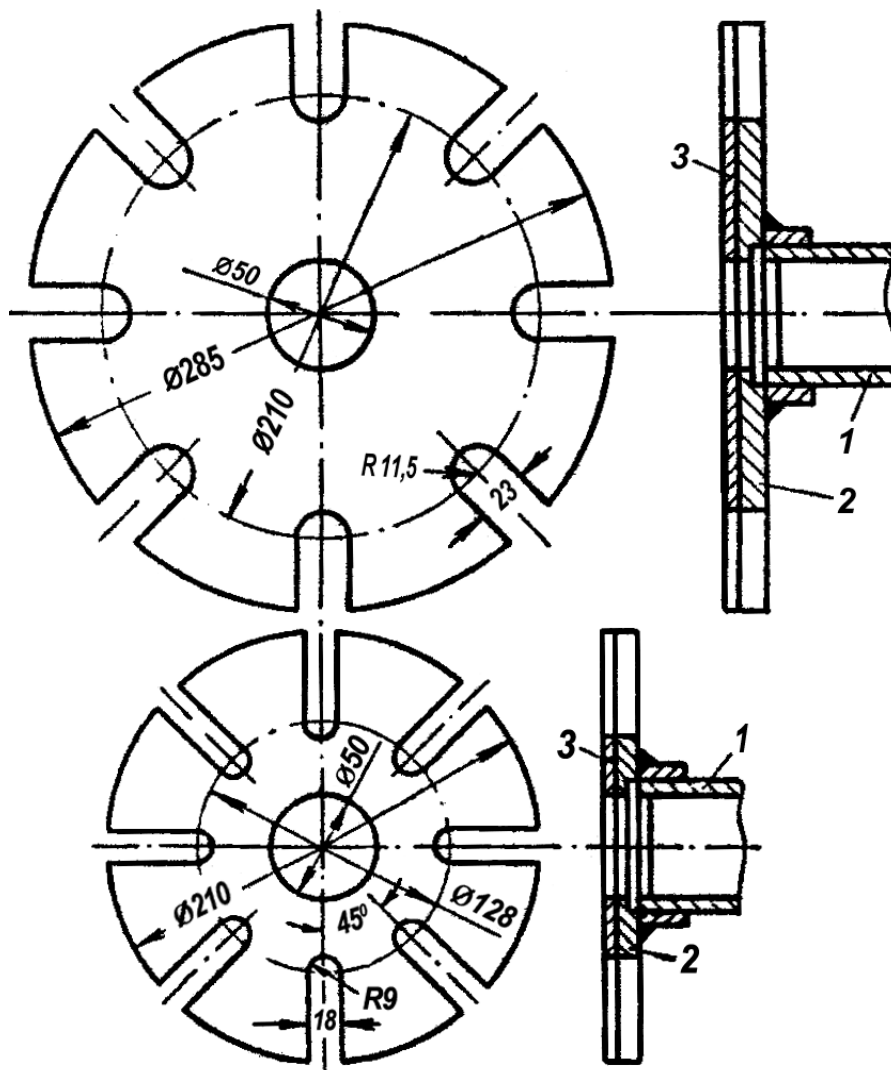


Рис. 4.1. Схема розрізу шайбового вимірювача

Дебіт газу (м³/добу) визначається за формулою

$$Q = 2,94d^2 \sqrt{\frac{H_{\text{в}}}{\rho T}} \quad (4.12)$$

або

$$Q = 10,86d^2 \sqrt{\frac{H_{\text{рт}}}{\rho T}} \quad (4.13)$$

Тут d – діаметр отвору шайби, мм; $H_{\text{в}}$ і $H_{\text{рт}}$ – висота стовпа води (ртуті) в U-подібному манометрі, мм; T – температура газу, К.

Спосіб бічного статичного тиску застосовують при вимірюванні значних дебітів під час витікання газу з відкритого кінця

труби в атмосферу. Статичний тиск у стінки труби вимірюють U-подібним або пружинним манометром, встановленим на відстані чотирьох діаметрів від вихідного перерізу труби перпендикулярно потоку газу (рис. 4.2).

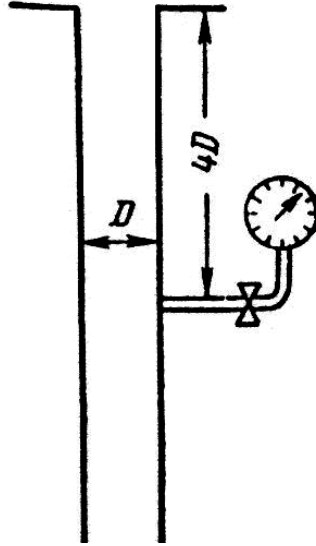


Рис. 4.2. Схема монтажу манометра

Ніяких змін діаметра труби і місцевих опорів на ділянці труби між місцем установлення манометра і вихідним перерізом труби не повинно бути.

Формула для визначення дебіту газу (м³/добу) має вигляд:

$$Q = 0,538D^2 \frac{H_{\text{рт}} + 760}{\sqrt{\rho T}} \quad (4.14)$$

або

$$Q = 3960D^2 \frac{P}{\sqrt{\rho T}} \quad (4.15)$$

де p – абсолютний тиск, МПа.

Пневмометричну трубку першого типу застосовують для вимірювання дебіту газу при випуску його в атмосферу через відкритий кінець труби (рис. 4.3). Встановлюють її в центрі вихідного перерізу труби.

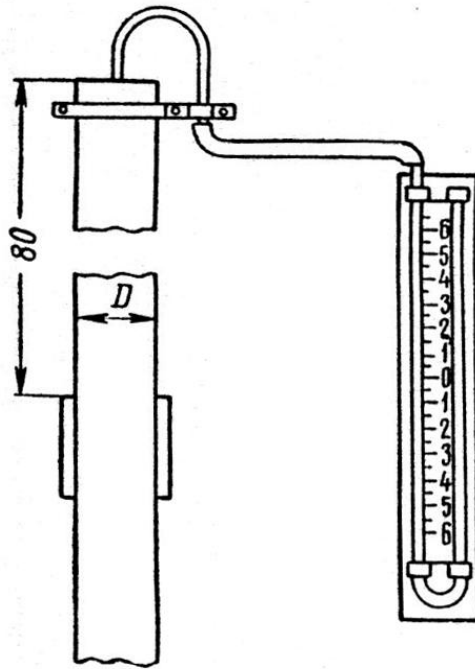


Рис. 4.3. Схема пневмометричної трубки першого типу

Якщо висота стовпа рідини в U-подібному манометрі не перевищує 640 мм рт. ст. (8700 мм вод. ст.), дебіт газу (м³/добу) визначають за формулами

$$Q = 4,039D^2 \frac{H_{\text{в}}}{\sqrt{\rho T}} \quad (4.16)$$

або

$$Q = 14,907D^2 \frac{H_{\text{рт}}}{\sqrt{\rho T}}, \quad (4.17)$$

де $H_{\text{в}}$, $H_{\text{рт}}$ – висота стовпа води (ртуті), мм; D – діаметр труби, з якої витікає газ, мм; T – температура газу, К; $\bar{\rho}$ – відносна щільність газу.

При висоті стовпа рідини в U-подібному манометрі вище 640 мм рт. ст. дебіт (м³/добу) визначають за формулою

$$Q = 0,291D^2 \frac{(H_{\text{рт}} + 760)}{\sqrt{\rho T}} \quad (4.18)$$

або

$$Q = 2180D^2 \frac{P}{\sqrt{\rho T}}. \quad (4.19)$$

Вимірювати дебіт пневмометричною трубкою другого типу можна при протіканні газу по трубопроводу, коли абсолютний тиск газу близький до атмосферного. В цьому випадку швидкісний напір визначається за різницею повного і статичного напорів. Схема установа пневометричної трубки наведена на рис. 4.4.

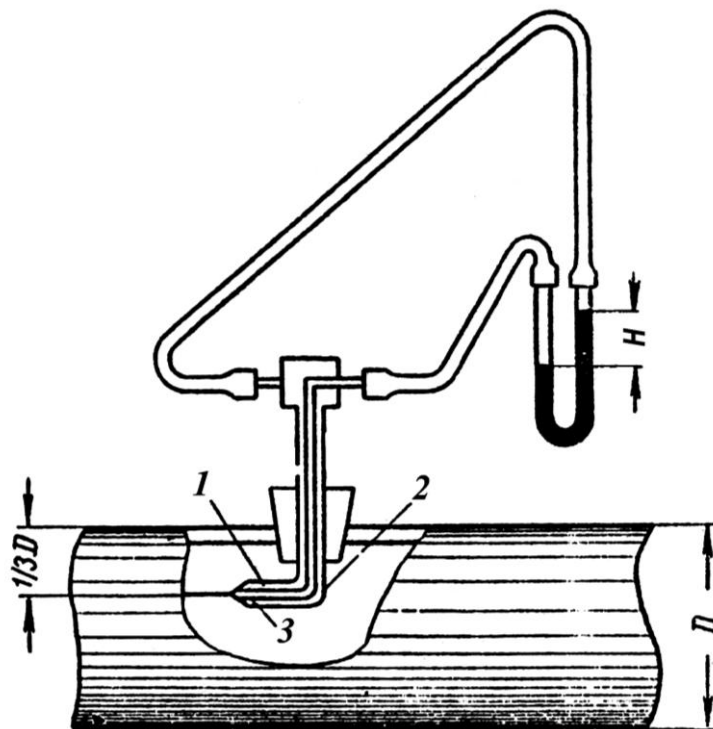


Рис. 4.4. Схема установа в трубопроводі пневометричної трубки другого типу:

1, 2 – внутрішня і зовнішня трубки відповідно; 3 – бічні отвори в зовнішній трубці для повідомлення з кільцевим простором

Дебіт газу ($\text{м}^3/\text{добу}$) розраховують за формулою

$$Q = 0,0461D^2 \sqrt{\frac{H_B p_B}{\rho T}} \quad (4.20)$$

або

$$Q = 0,627 D^2 \sqrt{\frac{H_{\text{рт}} p_{\text{рт}}}{\rho T}}, \quad (4.21)$$

де D – діаметр трубопроводу, мм; H_B і $H_{\text{рт}}$ – висота стовпа води (ртуті) в U-подібному манометрі, на одне коліно якого передається тиск, відповідний повному напору, а на друге – тиск, який відповідний статичному напору, мм; p_v ($p_{\text{рт}}$) – абсолютний тиск газу, мм вод. ст. (мм рт. ст.); $\bar{\rho}$ – відносна густина газу; T – абсолютна температура газу в трубопроводі, К.

Пневмометричну трубку другого типу слід встановлювати на відстані $1/3$ діаметра трубопроводу від стінки труби.

Діафрагмовий вимірювач критичної течії. У практиці випробувань газових свердловин найбільш широко розповсюджений спосіб вимірювання дебіту газу діафрагмовим вимірювачем критичної течії (ДВКТ).

Цей спосіб застосовується при закінченні витікання газу в атмосферу або при русі в трубопроводі значної кількості газу через діафрагму (або спеціальний штуцер) в умовах, коли тиск до діафрагми вдвічі вище і більше, ніж тиск після неї. Дебіт газу в цьому випадку визначають за формулою

$$Q = \frac{10c\rho}{\sqrt{\rho T z}}, \text{ тис. м}^3/\text{добу}, \quad (4.22)$$

де c – коефіцієнт, значення якого залежить від діаметра діафрагми; p – абсолютний тиск перед діафрагмою, МПа; $\bar{\rho}$ – відносна густина газу; T – абсолютна температура газу, К; z – коефіцієнт надстиснення газу при тиску p .

При високому вмісті конденсату витрату газу приблизно можна визначити за формулою

$$Q = Q_{\text{Г}} + Q_{\text{К}} \frac{22,41}{M} \rho_{\text{К}} \frac{T_{\text{СТ}}}{T_{\text{Н}}}, \text{ м}^3/\text{добу}, \quad (4.23)$$

де $Q_{\text{Г}}$ – дебіт газу після сепарації, м³/добу; $Q_{\text{К}}$ – дебіт конденсату, кг/добу; M – молекулярна маса конденсату; $\rho_{\text{К}}$ – густина конденсату, кг/м³; $T_{\text{СТ}}$, $T_{\text{Н}}$ – стандартна і нормальна температури, К ($T_{\text{СТ}} = 293$ К; $T_{\text{Н}} = 273$ К).

Метод звуження струменя газу. Для визначення дебіту газу за цим методом проводять вимірювання реєструючими приладами (наприклад, витратоміром для цілодобового запису). Дебіт газу ($\text{м}^3/\text{добу}$) обчислюють за формулою

$$Q = 62,67 \alpha \varepsilon k_t k_1 \sqrt{\frac{p_1 H}{\rho T z}}, \quad (4.24)$$

де α – коефіцієнт витрати, який визначається залежно від відношення $\beta = d/D$ (d – діаметр діафрагми, D – діаметр трубопроводу) за графіком, поданим на рис. 4.5, а для камерної діафрагми – на рис. 4.6; ε – поправковий коефіцієнт на розширення струменя газу, визначається залежно від відношення H/p_1 , і $m = d_2/D_2$ за графіком рис. 4.7; k_t – поправковий коефіцієнт на теплове розширення діафрагми, що визначається за рис. 4.8 (для існуючих на газових промислах умов k_t може бути прийнятий таким, що дорівнює одиниці); k_1 – сумарна поправка на недостатню гостроту вхідної крайки діафрагми і шорсткість трубопроводу; d – внутрішній діаметр діафрагми, см; p_1 – абсолютний тиск в трубопроводі (перед діафрагмою), мм рт. ст.; H – перепад тиску (до і після діафрагми), $H = p_1 - p_2$, мм рт. ст.; p_2 – абсолютний тиск після діафрагми, мм рт. ст.; T – абсолютна температура газу в трубопроводі, К; z – коефіцієнт надстиснення газу при тиску p_1 .

Якщо абсолютний тиск у трубопроводі виразити не в мм рт. ст., а в МПа, то для розрахунку кількості газу формула (4.24) буде мати вигляд:

$$Q = 1700 \alpha \varepsilon k_t k_1 d^2 \sqrt{\frac{10 p_1 H}{\rho T z}}, \quad (4.25)$$

де p_1 – абсолютний тиск в трубопроводі (перед діафрагмою), МПа.

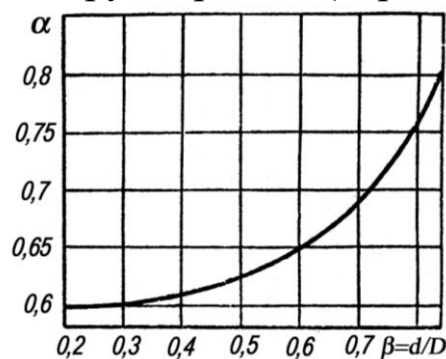


Рис. 4.5. Залежність коефіцієнта витрати α від β

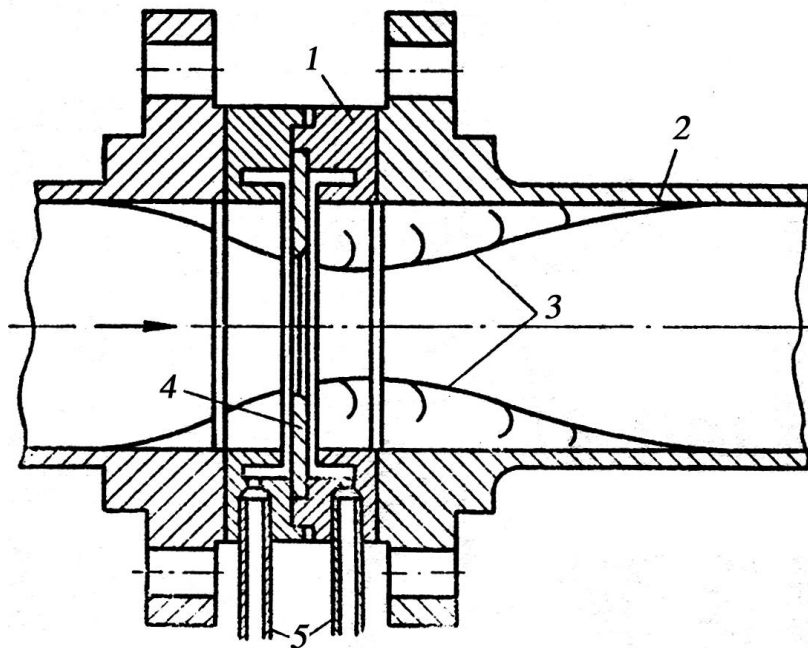


Рис. 4.6. Схема камерної діафрагми для вимірювання дебіту за методом звуження струменя газу:
 1 – камера; 2 – трубопровід; 3 – потік газу; 4 – діафрагма; 5 – трубки для відбору тиску до і після діафрагми

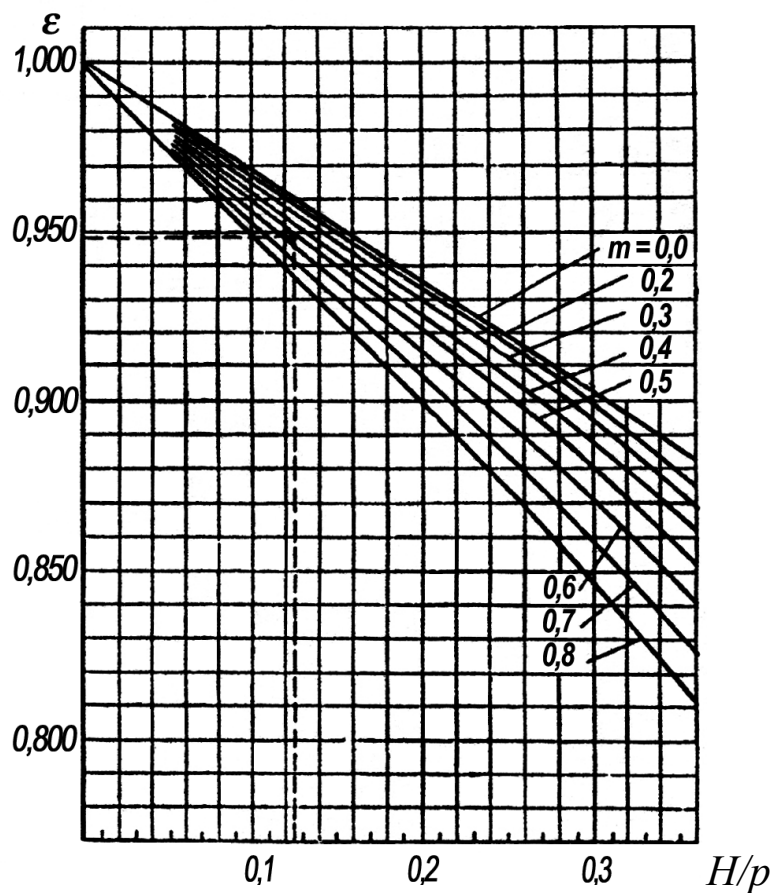


Рис. 4.7. Залежність коефіцієнта ϵ від величини H/p

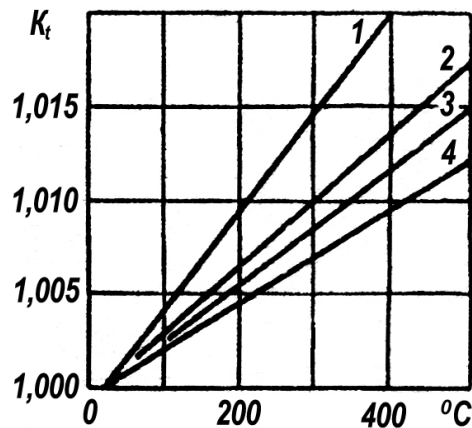


Рис. 4.8. Залежність коефіцієнта k_t від температури:
1 – алюміній; 2 – мідь; 3 – нікель; 4 – сталь

4.3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВОДНИХ СВЕРДЛОВИН

Основним об'єктом дослідження газонасичених підземних вод є свердловина, що розкриває продуктивні й суміжні з ними водоносні горизонти. Вона повинна бути обсаджена колоною, а простір між колоною і стінками свердловини – герметично зацементований. Інтервали, що підлягають випробуванню, перфорують, після чого зниженням у колоні рівня рідини, що заповнює її перед перфорацією до устя, викликають приплив пластових флюїдів, у тому числі й пластових вод [33].

Підготовка свердловини для гідрогеологічних досліджень є дуже важливою умовою отримання достовірного фактичного матеріалу. Перш за все мається на увазі повна заміна технічних вод привибійної зони і колони пластовими. Це досягається відкачуванням із свердловини води до сталості її густини або вмісту в ній хлору.

Визначення густини пластових вод. Густина пластових вод є досить важливим параметром, особливо при розрахунках наведених тисків і встановленні гідродинамічної складової перепаду напорів.

У практиці гідрогеологічних робіт *густина пластових вод визначається в польових умовах ареометрами, а точніше (у лабораторних умовах) – піктометром.* Найбільш споживані ареометри зі шкалою в межах 1,000 – 1,050 з точністю до третього знака. Дуже важливо вказати температуру води, при якій визначалася густина.

Визначення густини ареометром проводять в описаному далі порядку. В чистий скляний циліндр наливають пластову воду й опускають ареометр, стежачи за тим, щоб він не торкався стінок циліндра. Після припинення вертикальних коливань ареометра відзначають його показання у точці дотику поверхні води в циліндрі зі шкалою ареометра. Потім вимірюють температуру води в циліндрі.

Для більш точного визначення густини в польових умовах необхідно стежити за чистотою ареометра, ретельно протираючи скло, на яке нерідко потрапляє мастило, що може істотно спотворити результати вимірів.

Не менш важливо видалити з води газові бульбашки, зазвичай супутні пластовим водам після переливу їх з пробовідбірника в скляний циліндр. Для цього після заповнення циліндра воду відстоюють не менше 20 – 30 хв.

При постійній температурі на густину пластових вод найбільше впливає мінералізація води.

Температура води має велике значення, бо також впливає на її густину. У деяких випадках теплове розширення води набагато випереджає вплив інших факторів (мінералізації, газонасиченості, зважених частин, пластового тиску та ін.) і густина сильно мінералізованих вод нерідко стає менше одиниці.

Дуже помітний вплив температури на густину пластових вод у діапазоні від 50 до 200 °С. У зазначеному діапазоні густина дистильованої води знижується від 0,9881 до 0,8628 г/см³. Це рівносильно компенсації впливу загальної мінералізації порядку 200 г/л.

Відбір глибинних проб води. Вивчення газонасиченості підземних вод у пластових умовах можливо тільки за допомогою відбору глибинних проб спеціальними пробовідбирачами. Останні герметично закриваються в момент відбору проб, тобто при тиску, близькому до пластового, що оберігає пластову воду від дегазації при підйомі проби на поверхню. Таким чином, пробовідбирач піднімає однофазну систему (воду), у якій газ розчинений. Знижуючи в пробовідбирачі після вилучення проби пластовий тиск до атмосферного, створюють умови для виникнення двофазної системи «вода – газ». Подальше завдання зводиться до повного відокремлення газової фази і визначення її об'єму і складу.

У деяких випадках при вивченні газонасиченості самовиливних вод застосовують також різного роду газовідбирачі. Як показує досвід,

цей спосіб не може порівнюватися із способом відбору глибинних проб, але він може застосовуватися, коли немає можливості відібрати глибинну пробу.

У даний час промисловість випускає глибинні пробовідбирачі ПД-03 і ПД-3М, схожі за конструкцією, але відрізняються системою кілець ущільнювачів.

Принцип роботи пристрою для відбирання проб ПД-03 (рис. 4.9). Пробовідбирач з відкритими клапанами 2 і 3 опускають на сталевому дроті 1 діаметром 1,6 – 2,0 мм в свердловину. При русі пробовідбирача по стовбуру свердловини відбувається безперервна промивка внутрішньої порожнини труби 5 пластовою водою.

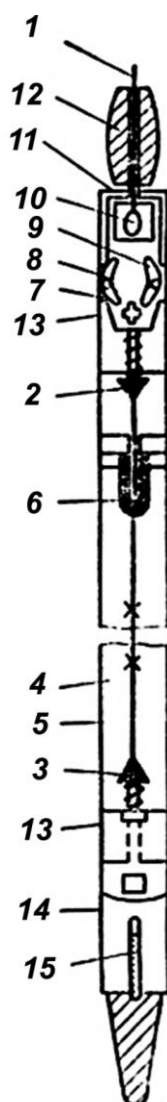


Рис. 4.9. Схема глибинного пробовідбирача ПД-03

Після досягнення необхідної глибини для відбору проби пробовідбирач для кращої промивки кілька разів піднімають і

опускають на 10 – 15 м, потім звільняють спеціальний вантаж 12, укріплений над устем свердловини на тросі (10 – кріплення троса). Вантаж своєю вагою штовхає ударний пристрій 11, повертаючи навколо своїх осей собачки 8 і 9. При цьому закривається верхній клапан 2, шток якого 7 виходить із замка 6 і звільняє тягу 4 з укріпленням на ній нижнім клапаном 3. До основного корпусу пробовідбирача 5 за допомогою перехідників 13 кріпиться нагорі ударний пристрій 11, а внизу – кожух 14 з максимальним термометром 15.

Загальна маса пробовідбирача 10 кг. Довжина зібраного пристрою (разом з термометром) 2,4 м, робоча місткість 0,75 – 0,80 л, діаметр 38 мм. У заводському виготовленні пробовідбирачі ПД-ОЗ і ПД-ЗМ зазвичай випускаються з годинниковим механізмом, що закриває клапани через певний час. У такому випадку ударний вантаж 12 і спускові собачки 8, 9 до нього можуть бути легко виготовлені в механічній майстерні.

Основними недоліками пробовідбирачів ПД-ОЗ і ПД-ЗМ є малоефективна їх промивність, що викликає деяке заниження даних щодо газонасиченості, і нестабільна робота годинникового механізму, яка може призвести до передчасного закриття клапанів. Для усунення першого недоліку зазвичай застосовують «ходіння» пробовідбирача до 3 – 5 разів на досліджуваному інтервалі, для усунення другого – заміну годинникового механізму ударним пристроєм або силовим механізмом.

Витяг проб газу і води з глибинного пробовідбирача. Залежно від газонасиченості пластових вод застосовують різні способи дегазації пробовідбирачів. Основним критерієм при виборі способу дегазації є кількість розчиненого газу в одиниці об'єму води, тобто величина газового фактора. Якщо об'єм газу більше об'єму проби глибинного пробовідбирача і тиск насичення газу набагато перевищує атмосферний, дегазація води в пробовідбирачах проводиться шляхом зниження в ньому тиску. При цьому газ виділяється вільно і збирається в спеціальну місткість (через провідник і шланг).

Розглянемо різні способи дегазації піднятою глибинним пробовідбирачем проби залежно від газонасиченості пластових вод.

Дегазація сильно газонасичених пластових вод проводиться описаним далі способом (рис. 4.10).

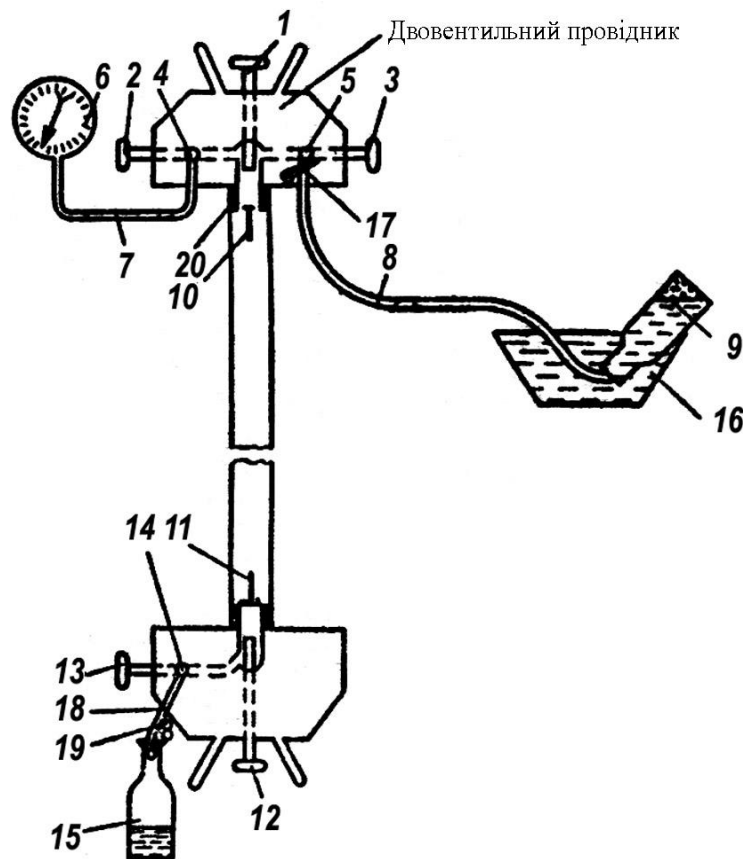


Рис. 4.10. Схема дегазації глибинного пробовідбирача

До різьби нижнього клапана пробовідбирача 11 приєднують одновентильний провідник так, щоб його упорний шток 12 не міг натиснути на клапан 11 і відкрити його передчасно. З цією метою упорний шток 12 до відмови вигвинчують назовні. На різьбу верхнього клапана 10 нагвинчують спеціальний провідник 20, до якого обережно приєднують двовентильний провідник так, щоб не відкрити передчасно штоком 1 верхній клапан 10, для чого шток 1 повинен бути заздалегідь викручений до відмови вгору. Потім пробовідбирач ставлять вертикально двовентильним провідником вгору.

Замість штуцера 4 в провідник угвинчують металеву трубку 7, через яку в порожнині перехідника 20 і провідника заливають розчин кухонної солі густиною 1,2 до повного витіснення повітря, тобто коли розчин заповнює вільний кінець шланга 8. Після цього на трубку 7 нагвинчують зразковий манометр 6. Потім щільно закривають бічні вентилі 2 і 3 та відкривають верхній клапан 10, повільно вгвинчуючи упорний шток 1. Після відкриття верхнього клапана 10 приступають до виміру пружності розчиненого газу в атмосферних умовах, для чого дуже повільно й обережно відкривають вентиль 2, щоб стрілка манометра рухалася плавно, без стрибків.

Для вирівнювання тиску в пробовідбирачі й манометрі роблять кілька хитань опусканням і підняттям нижньої частини пристрою для відбирання проб до тих пір, поки показання манометра не стануть постійними. Практично тиск у пробовідбирачах і в манометрі вирівнюється протягом 10 – 15 хв залежно від температури повітря.

Після виміру тиску розпочинають збір виділеного з води газу. Для цього вільний кінець заздалегідь надягнутого на штуцер 5 і вже заповненого розчином кухонної солі шланга 8 поміщають у пляшку 9, перекинуту шийкою вниз у ванні 16. Шланг 8 і пляшка 9 повинні бути заповнені розчином кухонної солі щільністю 1,2, а ванна може бути заповнена будь-якою водою. Після того як все буде підготовлено до прийому газу, починають дуже повільно відкривати вентиль 3, щоб газ надходив у пляшку 9 невеликими порціями (щоб уникнути його викиду при бурхливому виділенні). Для визначення об'єму газу, що виділився, пляшка повинна бути заздалегідь відградуїрована. Коли виділення газу сповільнюється настільки, що буде відзначатися лише проскакуванням окремих бульбашок, починають злегка постукувати гумовою паличкою по нижній частині пристрою для відбирання проб. Після закінчення виділення бульбашок газу закривають вентиль 3, шланг 8 у штуцера 5 щільно перекривають затискачем 17. Пляшку із зібраним газом затикають під водою гумовою пробкою і вимірюють по градації на пляшці об'єм газу, що виділився, а потім відключають шланг 8. Одночасно вимірюють і записують температуру і тиск атмосферного повітря. Вимірювання проводять за допомогою термометра і барометра, які необхідно мати на місці відбору проби.

Після дегазації води в пробовідбирачах і відбору проби газу відбирають пробу води. Для цього штоком 12 віджимають нижній клапан 11, відкривають вентиль 13 і через шланг 18, укріплений на штуцері 14, наповнюють підготовлену пляшку 15 водою, попередньо відкривши зажим 19. Весь об'єм води, яка знаходиться в пробовідбирачах, підлягає обов'язковому вимірюванню, навіть у тих випадках, коли проба води для аналізу не відбирається. Результати вимірювання заносяться в журнал досліду.

Витягувати з пробовідбирача пробу води простіше, не користуючись нижнім провідником: досить поставити пробовідбирач у вертикальному положенні в посудину і натиснути на виступаючий нижній клапан 11. Потім пробу злити з посудини в мірну посудину і після виміру об'єму води – у пляшку 15.

Різниця між виміряним об'ємом проби води і визначеним

заздалегідь об'ємом пробовідбирача являє собою кількість води, що надійшла разом з газом з пробовідбирача в пляшку для газу. Цей об'єм зазвичай не перевищує $50 - 100 \text{ см}^3$. Після дегазації води в пробовідбирачах газ залишається в їх «мертвому» просторі, який враховують при визначенні загального об'єму проби газу, додаючи до об'єму останньої. Крім того, повинні бути враховані об'єми внутрішньої порожнини провідника і шланга, що заповнюються розчином кухонної солі перед відкриттям верхнього клапана 10. Це теж «мертві» простори, заповнені газом. Їх об'єм треба приплюсовуватися до об'єму газу в пляшці.

У пробі води також залишається в розчиненому стані невелика частина газу, що не виділяється при атмосферному тиску. Її об'єм зазвичай не перевищує $30 - 40 \text{ см}^3$ і враховується розрахунковим шляхом при обробці вимірів. Для глибинних проб, що відрізняються слабкою газонасиченістю (до $50 - 100 \text{ см}^3/\text{л}$), розглянута методика дегазації води в пробовідбирачах непридатна, оскільки основний об'ємом проби газу залишається в «мертвих» просторах провідника, шланга і в розчиненому стані.

Глибинні проби слабогазонасичених підземних вод, для яких газовий фактор становить приблизно $0,2 \text{ л/л}$ і менше, необхідно дегазувати таким способом, щоб витіснити в скляну пляшку вільно виділений газ, що заповнює «мертві» простори пробовідбирача, провідника і шланга.

У разі виділення невеликих порцій вільного газу після зниження тиску в пробовідбирачах застосовують метод тиску. Суть цього методу полягає в тому, що газ, який заповнює «мертві» простори пробовідбирача, провідника і шланга, витісняється в мірну посудину водою, яка подається під тиском до нижнього провідника зі шланга від напірного бутля, звідки надходить вода (рис. 4.11).

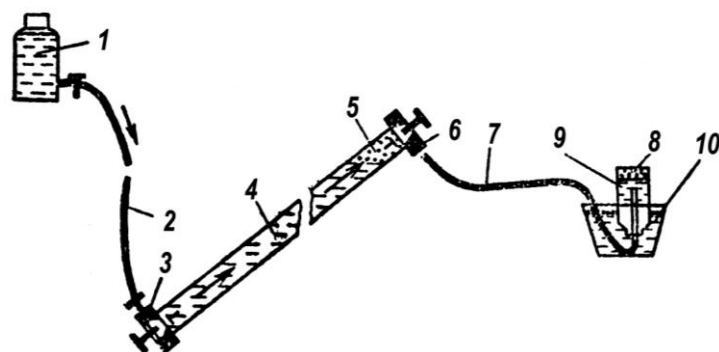


Рис. 4.11. Схема дегазації глибинного пробовідбирача із застосуванням методу тиску

Після дегазації глибинного пробовідбирача і вільного виділення перших порцій газу, що відбираються в місткість 8, підключають шланг 2, з'єднаний з напірним бутлем 1, заповненим насиченим розчином кухонної солі, до нижнього двовентильного провідника 3. При закритому нижньому клапані пробовідбирача промивають внутрішню порожнину провідника 3 доти, доки вийде повітря (з'являється струмінь чистої води). Потім відкривають нижній клапан за допомогою вентиля провідника 3 і вода з напірного бутля 1 через шланг 2 спрямовується в пробовідбирач 4. При цьому вода витісняє газ з «мертвих» просторів пробовідбирача 5, верхнього провідника 6 і шланга 7, і він надходить у мірну посудину 9, занурену в ванну 10. Про повне витіснення газу з «мертвих» просторів судять по припиненню надходження бульбашок газу в мірну посудину при триваючому зниженні рівня в напірному бутлі. Після цього під водою закривають місткість з газом гумовою пробкою, вимірявши об'єм відібраного газу, визначають температуру і тиск повітря для подальшого приведення об'єму газу до нормальних температури (0 °С) і тиску (760 мм рт. ст.).

Наведені вище способи відбору глибинних проб і дегазації пробовідбирачів використовуються головним чином у таких природних умовах, коли розчинені гази являють собою переважно вуглеводневі гази, азот та інші малоактивні й порівняно слабонасичені газові компоненти. У разі значних концентрацій кислих газів ці способи малопридатні. На це свого часу справедливо звернув увагу дослідник В.І. Вещезеров. Він запропонував і впровадив конструкцію спеціального пробовідбирача і методику відбору проб для визначення в складі розчинених газів сірководню і вуглекислого газу. Нижче дано короткий опис цієї методики [33].

У випадках дегазації глибинних проб, що відбираються пробовідбирачами звичайної конструкції, у проби вільного газу переходить лише незначна частина розчинених H_2S і CO_2 . Основна їх частина залишається в розчиненому стані в воді глибинної проби. Особливо це характерно для випадку слабогазонасичених проб, коли потрібно застосування методу тиску. Тут поглинання сірководню особливо велике внаслідок вживання значно більших об'ємів розсолу, ніж об'єм самої глибинної проби. Таким чином, велика кількість кислих газів залишається врахованою при аналізі. Наведені вище недоліки традиційного способу глибинних проб, які є важливими для детальних досліджень кислих газів, значною мірою усуваються при застосуванні методики В.І. Вещезерова. Їм запропоновано відбирати

проби води для визначення вмісту вуглекислого газу і сірководню поршневым безпромивальним пробовідбирачем, у камері якого визначається компонент, що хімічно зв'язується в стійку сполуку в момент відбору проби в умовах, близьких до пластових.

Перед спуском у свердловину безпромивальний пробовідбирач заряджається відповідним реагентом залежно від зазначеного компонента. При визначенні H_2S під рухомий поршень заливають розчин вуглекислого кадмію, при визначенні CO_2 – насичений розчин гідрату окису барію. Кількість реагенту встановлюють відповідно до очікуваних концентрацій CO_2 і H_2S .

У момент відбору глибинної проби клапани пробовідбирача відкриваються. При підйомі поршня в пробовідбирач усмоктується до повного об'єму проба води і змішується з відповідним реагентом. При цьому відбувається хімічне зв'язування в стійку сполуку шуканих компонентів – H_2S або CO_2 . Таким чином, для кожного компонента потрібен відбір окремих проб.

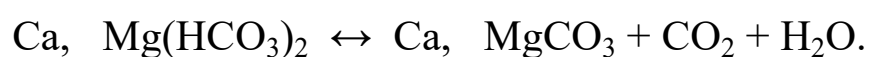
Після підйому пробовідбирача на поверхню пробу, у якій кислі компоненти утворили з реагентами стійкі сполуки, зливають у пляшку і передають на аналіз до лабораторії.

Для вилучення з пластових вод розчиненого газу, що відрізняється дуже малою загальною пружністю (менше 0,1 МПа), існує ряд способів. Найбільш відомий – *термічний*.

Термічний дегазатор Вассерберга (рис. 4.12) дозволяє повністю дегазувати пластову воду. Відсутність розрідження в системі зменшує до мінімуму небезпеку захоплення повітря при дегазації. Дегазатор відрізняється простотою конструкції, а висока механічна міцність його робить можливим проводити дослідження прямо на свердловині.

Дослідно-методичні роботи показали, що ще більш надійні результати виходять при проведенні термічної дегазації безпосередньо в глибинних пробовідбирачах. При цьому відпадає необхідність переливання проби води в десорбер. Це виключає втрату газу і потрапляння в пробу повітря, що відбувається при застосуванні будь-якого з перерахованих вище дегазаторів.

Недоліком термічного способу дегазації є висока температура нагріву води, що досягає 100 °С. Це веде до розкладання частини бікарбонатів і виділення додаткової кількості вуглекислого газу за реакцією:



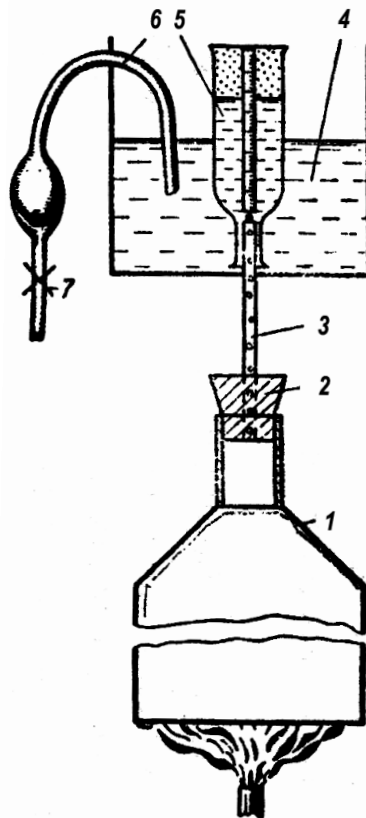


Рис. 4.12. Термічний дегазатор Вассерберга

- 1 – десорбційний бачок; 2 – гумова пробка; 3 – латунна трубка;
 4 – холодильник-приймач; 5 – пляшка для збору газу;
 6 – сифонна трубка; 7 – затискач сифонної трубки

Однак зазначений недолік термічного способу дегазації слабогазонасичених вод не може істотно вплинути на концентрацію вуглеводнів, азоту та рідких газів; він може лише дещо збільшити вміст вуглекислоти в пробі газу, що завжди треба враховувати при обробці даних.

Проведення термічної дегазації в глибинному пробовідбирачі здійснюється описаним далі способом (рис. 4.13).

Після підйому глибинного пробовідбирача 2 всі «мертві» простори провідника і шланга заповнюють насиченим розчином кухонної солі. На викидний штуцер провідника надівається вакуумний шланг 6, другий кінець його під водою вставляється в градуйовану пляшку 7, яка попередньо також заповнюється розчином кухонної солі. Потім послідовно відкривають верхній клапан провідника краном 4 і вентиль 5 і починають підігрів бічної поверхні пробовідбирача паяльною лампою, рівномірно пересуваючи її вздовж нього. Підігрів ведеться до тих пір, поки температура води в

пробовідбирачах не буде близька до температури кипіння, що визначається за характерним шумом і проникненням водяної пари у вигляді великих бульбашок в градуйовану пляшку. Після досягнення температури кипіння підігрів пробовідбирача припиняють на 20 – 30 с перед закінченням кипіння. Потім підігрів продовжують. Дегазація проби повністю закінчується після триразового закипання води в пробовідбирачах. Далі, не припиняючи підігрів, з градуйованої пляшки виймають вакуумний шланг і під водою закривають її гумовою пробкою, а потім заливають вакуумною замазкою.

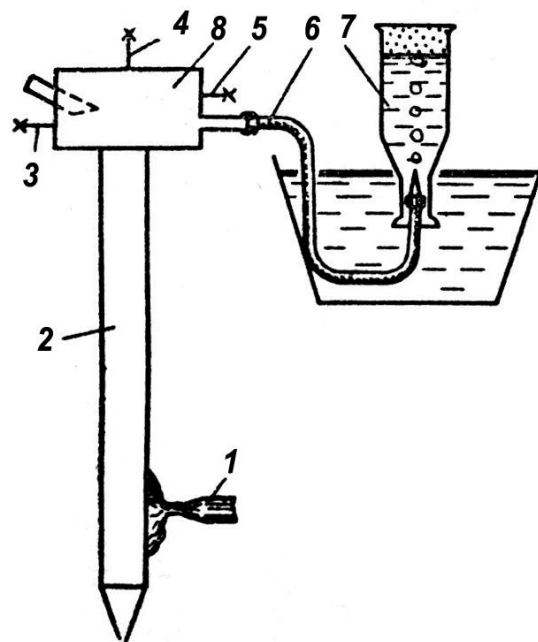


Рис. 4.13. Схема термічної дегазації глибинного пробовідбирача:
 1 – джерело підігріву; 2 – глибинний пробовідбирач; 3,4,5 – крани провідника; 6 – вакуумний шланг; 7 – пляшка для збору газу;
 8 – провідник двовентильний

Визначення об'єму газу на 1 л води проводиться так само, як при відборі глибинних проб, тільки без урахування об'єму «мертвих» просторів, заповнених водою і паром.

У разі переливу пластових вод з досліджуваної свердловини і при наявності окремих газових бульбашок слід відбирати пробу розчиненого газу за допомогою водогазовідбирача. Найпростішим водогазовідбирачем, що дає надійні результати, є система із сифонної трубки, градуйованої пляшки і відра (рис. 4.14).

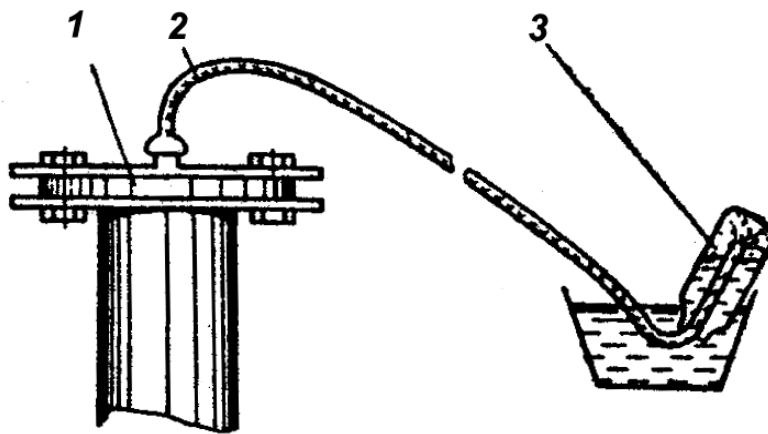


Рис. 4.14. Схема водогазовідбирача

Порядок роботи з водогазовідбирачем. Устя свердловини надійно герметизують фланцевою кришкою 1 із штуцером, на який надівається гумовий шланг 2. Другий кінець шланга під'єднують до водогазовіддільника 3 (градуїрованої пляшки, попередньо заповненої пластовою водою). Потім відзначають час початку його роботи. Коли в градуїзованій пляшці збереться необхідна для дослідження кількість газу (не менше 200 см^3), виймають гумову трубку з пляшки, під водою закривають пляшку пробкою і заливають вакуумною замазкою. Визначають газонасиченість пластових вод при роботі з водогазовіддільником. Для цього заміряють дебіт води через шланг, що підключається до водогазовіддільника, встановлюють загальну кількість води, що вилилася через водогазовіддільник (у л). Розділивши об'єм отриманого газу на цю кількість води, отримують газонасиченість пластових вод в умовах досліду (умови визначають за допомогою термометра і барометра), потім отриманий об'єм газу приводять до нормальних умов ($0 \text{ }^\circ\text{C}$ і 760 мм рт. ст.).

Відбір проб води на хімічний аналіз. Для аналізу іоносольових комплексів, що містяться в підземних водах, найбільш доцільно відбирати глибинні проби води, глибина відбору проб повинна бути максимально наближена до інтервалу випробування свердловини. Відбір проб води на хімічний аналіз безпосередньо з устя свердловини цілком допустимо лише в умовах інтенсивного самовиливу.

Для хімічного аналізу пластових вод у разі їх великої газонасиченості, що не вимагає застосування термодегазації або методу «піджиму», допускається використання води, яка залишається після її дегазації в пробовідбирачах. При відборі глибинних проб

слабогазонасичених вод із застосуванням спеціальних методів витіснення газу з «мертвих» просторів пробовідбирача, провідника і шланга (підтискання) і термодегазації вода, що залишається, ні в якому разі не повинна використовуватися як проба для хімічного аналізу і для визначення густоти пластової води, оскільки ця вода або змішана з насиченим розчином кухонної солі, що застосовується при підтисканнях, або стає непридатною після кип'ятіння внаслідок порушення природної іонної рівноваги, випадання і розкладу солей.

При неможливості використання води, що залишається після дегазації, для відбору проби на хімічний аналіз і для визначення густоти можна користуватися разом з пробовідбирачами також і желонками. Слід надавати перевагу желонці, оскільки об'єм проби, узятій з її допомогою, значно більше об'єму проби, що відібрана глибинним пробовідбирачем ПД-ОЗ або ПД-ЗМ. Отже, для повного аналізу води достатньо однієї проби об'ємом 3 – 4 л. Глибину опускання желонки слід вибирати якомога ближче до інтервалу перфорації. У цьому випадку навіть при неповній зміні технічних вод у желонку попадуть води, найбільш близькі за складом до пластових.

Для більш детального вивчення пластових вод бажано отримання повних аналізів. У цьому відношенні найбільший інтерес становлять такі іони і комплекси: натрій, калій, кальцій, магній, бор, амоній, хлор, йод, бром, сульфат, карбонат- і гідрокарбонат-іони, нафтеніві кислоти, органічна речовина, бензол. Для визначення перерахованих компонентів потрібно 1 – 2 л води (залежно від ступеня її мінералізації). Проте більш повні аналізи можуть бути зроблені для з'ясування якихось конкретних питань, для чого беруть спеціальні проби об'ємом 2 – 3 л. Необхідний об'єм проб рекомендується уточнювати в лабораторії, що робить аналізи з урахуванням місцевих умов.

Істотним недоліком багатьох гідрохімічних досліджень є відсутність критичного підходу до якості аналізованих проб, і нерідко хімічні аналізи не містять рекомендацій щодо умов відбору проби і ступеня відповідності проб дійсним пластовим водам. З огляду на це, слід кожному пробі води доповнювати повним описом умов відбору із зазначенням, скільки води вилучено зі свердловини перед відбором проби, чи проводилася перевірка сталості її складу відповідно до густини або титрування іонів хлору.

4.4. ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Режими випробування свердловин планують, виходячи з умов максимального зниження ймовірності виникнення ускладнень, пов'язаних з тривалим перебуванням в нерухомому стані інструменту на вибої свердловини.

Якщо є небезпека захоплення інструменту, необхідно перевірити стійкість стовбура свердловини для безпечного перебування випробувача пластів на вибої не менше 5 годин.

Перевірку відкритого стовбура свердловини виконують на одному з останніх стадій буріння перед спуском випробувача пластів. Для цього після закінчення буріння свердловину промивають і встановлюють параметри бурового розчину відповідно до геолого-технологічного наряду. Припинивши циркуляцію, розвантажують інструмент на вибої до 100 – 150 кН, піднімають його на 4 – 6 м і визначають вагу на гаку та надлишок ваги. Ці показання є контрольними, вони характеризують підйом інструменту над вибоєм при повній відсутності ознак захоплення. Інструмент знову розвантажують на вибої до 100 – 150 кН і залишають без руху на час, що відповідає безпечній тривалості його перебування на вибої (з досвіду буріння свердловин 15 – 40 хв). Після закінчення зазначеного часу труби знову піднімають на 4 – 6 м і записують показання індикатора ваги. Якщо ці показання залишаються такими ж, як у першому випадку, перевірку на захоплення продовжують, повторюючи цикли простоювання інструменту на вибої. Тривалість кожного наступного циклу збільшують удвічі або на 30 – 40 хв. При відсутності зтяжок перевірку на «прихват» продовжують до заданої тривалості простоювання інструменту на вибої. Загальний час перевірки 8 – 15 годин. Перевірений таким чином відкритий стовбур свердловини забезпечує безпеку запланованої тривалості циклу випробування.

При появі зтягання на черговому відриві інструменту від вибою перевірку на захоплення припиняють. У цьому випадку безпечною тривалістю циклу випробування буде тривалість попереднього простоювання. Якщо цього часу недостатньо для проведення якісного дослідження об'єкта, необхідно провести перепідготовку свердловини і повторити перевірку її стовбура на захоплення.

Вибір об'єктів для дослідження здійснюється заздалегідь за проектними геологічними розрізами з подальшим коректуванням

відповідно до даних кернавого матеріалу і результатів геофізичних досліджень. Розріз порід в обраних інтервалах випробування проводиться із застосуванням якісної промивальної рідини, яка гарантує відсутність обвалів і захоплень, а також зберігає проникність привибійної зони пласта (достатню питому вагу, низькі значення в'язкості, водовіддачі). Рекомендується випробування об'єктів проводити в свердловинах, у яких відсутні обвали порід і поглинання промивальної рідини.

Вибір компонування випробувача пластів залежить від потужності досліджуваного об'єкта, ступеня його розрізу і літологічної особливості порід. Довжину хвостовика вибирають залежно від потужності інтервалу випробування з установленням фільтра проти проникної частини пласта. При випробуванні пластів потужністю менше 3 м хвостовик складається з фільтра.

Випробування частково розкритих пластів і підстильних шарів щільних порід, розкритих не на повну потужність, проводиться з установленням одного пакера. У цьому випадку компонування випробувального інструменту є простою і більш надійною в роботі. При випробуванні пластів з підвищеною газоносністю, де можливе отримання промислових припливів газу, устя свердловини обладнується *противикидним пристроєм (превентора)*, а бурильний інструмент – спеціальною запірною арматурою. Виклик *припливу газу з використанням робочої труби (квадрата) і грязьового шланга в цьому випадку забороняється*. Обв'язка устєвого обладнання повинна забезпечувати надійний контроль і повну безпеку проведених операцій.

У кінці спуску пластовипробувача в свердловину на колону бурильних труб накручується робоча труба. Загальна довжина інструменту підбирається так, щоб його посадка на вибій і герметизація досліджуваного інтервалу пакером відбувалася за рахунок робочої труби.

Для аварійних випадків на усті слід передбачити можливість зниження тиску в свердловині за допомогою викидних трубопроводів і можливість створення протитиску. Викидні трубопроводи від превенторів прокладаються по прямій з протилежного боку, обладнуються двома засувками високого тиску – резервною та робочою, а між ними встановлюється манометр (рис. 4.15).

До устєвої головки, яка служить для контролю припливу рідини і газу в труби і для попередження несподіваних викидів у процесі

випробування пласта, під'єднують шарніри-кутники та труби високого тиску. Головка герметично з'єднується з верхньою трубою через кран високого тиску.

Гнучкий металевий маніфольд збирають з труб високого тиску з швидкознімними сполуками і шарнірів-кутників. Він призначений для з'єднання колони труб через устєву головку з додатковим трубопроводом (противикидною системою) з метою відведення рідини або газу, що надходять з пласта.

Надійність ізоляції досліджуваного об'єкта забезпечується правильним визначенням глибини залягання і ступенем його розрізу. Пакер необхідно встановлювати в міцних непроникних породах. Такими породами в розрізі є глинисті й піщані сланці, а також щільні пісковики, проникність яких дуже мала.

При виборі діаметра пакера і місця його установаження користуються даними *кавернометрії*. Визначають *оптимальний діаметр пакера* (за діаметром ущільнювача), *створюваний пакером перепад тиску і навантаження на пакер від ваги труб*.

Діаметр пакера $D_{\text{п}}$ розраховується залежно від діаметра свердловини $D_{\text{с}}$ за формулою

$$D_{\text{п}} = D_{\text{с}} / k, \quad (4.26)$$

де k – коефіцієнт установаження пакера, $k = 1,08 \dots 1,1$ – для свердловин без звуження стовбура, пакер матиме підвищену стійкість, але знижену прохідність; $k = 1,1 \dots 1,12$ – для середніх умов, співвідношення найбільш широко використовується; $k = 1,12 \dots 1,14$ – для свердловин, що мають звуження стовбура, при цьому пакер матиме підвищену прохідність по стовбуру свердловини, але знижену стійкість (утримувальну здатність).

У компоуванні випробувача пластів з опорним хвостовиком пакер встановлюється при досягненні башмаком вибою свердловини. Після цього вагою колони труб створюється задане навантаження на пакер. Вага інструменту на гаку контролюється за показаннями індикатора ваги, датчик якого закріплений на нерухомому кінці талевого каната.

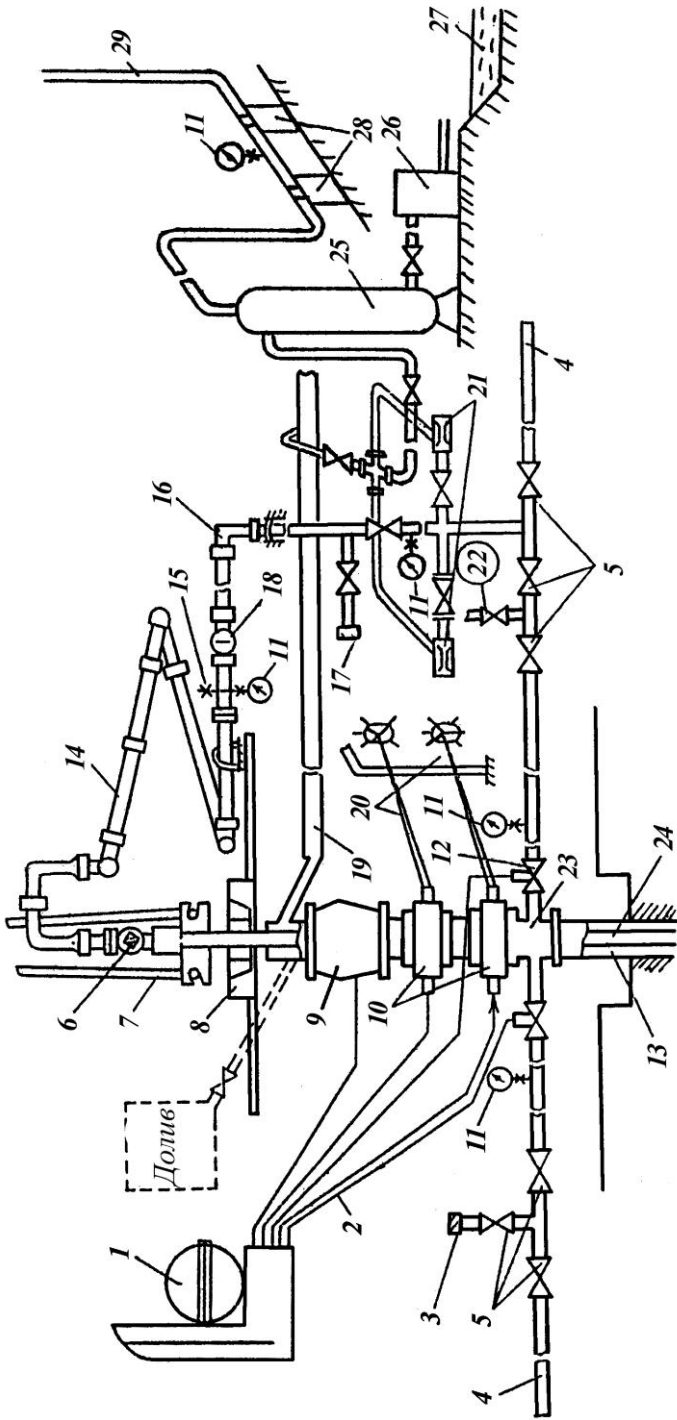


Рис. 4.15. Схема об'язки устя свердловини при випробуванні в процесі буріння:

- 1 – гідропривід і основний пульт керування превенторами і головними засувками; 2 – гідропривід;
- 3 – відведення з швидкокозміною гайкою для приєднання ЦА; 4 – відведення превентора;
- 5 – засувка ручного керування; 6 – труба головки-вертлюг з аварійним кірковим краном;
- 7 – штроп; 8 – омротор; 9 – універсальний гідравлічний превентор; 10 – плашкові превентори;
- 11 – манометр; 12 – головні засувки з гідроприводу; 13 – обсадна колона; 14 – маніфольд трубоної головки на швидкокозмічних шарнірних з'єднаннях; 15 – кран для відбору проб або контролю малої активності прояву; 16 – стояк пластовипробувача з гайкою швидкокозмічного з'єднання; 17 – гайки для приєднання ЦА; 18 – робочий кірковий кран; 19 – жолобна система; 20 – штурвал ручного приводу плашкових превенторів; 21 – штуцерна батарея; 22 – відведення маніфольди; 23 – хрестовина; 24 – бурильні труби; 25 – сепаратор; 26 – мірна ємність; 27 – амбар; 28 – кріплення викидної лінії; 29 – факельна лінія

Навантаження на пакер визначається з рівняння

$$P_{\text{п}} = P_{\text{інд}} - G_{\text{хв}} - P_{\text{тр}}, \quad (4.27)$$

де $P_{\text{інд}}$ – навантаження за індикатором ваги; $G_{\text{хв}}$ – вага хвостовика (інструменту нижче пакера); $P_{\text{тр}}$ – втрати навантаження на тертя колони труб об стінки свердловини.

Під час проведення випробування на глибинах до 700 м навантаження створюється повним за рахунок ваги бурильних труб, тобто розвантаження інструменту проводиться до нуля. У випадках випробування об'єктів на невеликих глибинах, коли вага бурильних труб є недостатньою для створення відповідних навантажень на пакер, необхідно користуватися гідравлічною системою бурового верстата.

Правильний вибір місця установлення пакера забезпечує герметичність цієї операції в процесі припливу води та газу і створення тиску. Це відповідальна технологічна операція, від якої залежить ефективність випробування.

Визначення герметичності установлення пакера проводиться після відкриття приймального клапана пластовипробувача шляхом спостереження за рівнем промивальної рідини в затрубному просторі на усті свердловини. Якщо рівень рідини не знижується, то зберігається герметичність, а коли він став різко падати, то герметичність уже порушена. У цьому випадку рідина зі свердловини потрапляє в порожнину бурильних труб. Необхідно випробування повторити. При повторному спуску пластовипробувача місце установлення пакера потрібно змінити.

Витрата рідини в часі буде характеризувати інтенсивність поглинання. При герметичному установленні пакера швидкість зниження рівня рідини в свердловині не повинна перевищувати встановленої величини за рахунок природного поглинання її породами-колекторами. При повному поглинанні промивальної рідини (буріння без виходу циркуляції промивальної рідини) проконтролювати герметичність безпосередньо в процесі випробування неможливо. Висновок про герметичність у даному випадку робиться після підйому приладу зі свердловини і розшифровки бланків запису глибинних манометрів.

Оптимальний режим випробування включає створення необхідної депресії пласта, встановлення часу припливу води та газу і відновлення протягом кожного циклу випробування, їх

співвідношення між циклами при багатоциклових випробуваннях, а також відбір репрезентативних проб пластової рідини.

Депресія (ΔP – різниця між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини) пласта і характер її зміни в процесі припливу води та газу діють на кількість відібраного флюїду і на достовірність визначення насиченості пласта. Природно, чим більше ΔP , тим більша ймовірність отримання припливу із слабопроникних пластів, а також пластів з високою привибійною закупоркою. Але разом з тим виникає ймовірність розгазування пластової рідини та зниження якості кривої відновлення вибійного тиску (КВВТ) і точності визначення гідродинамічних параметрів. У таких випадках тільки при тривалому відновленні (в 2 – 3 рази перевищує відкритий період) можна вивести КВВТ на прямолінійну ділянку.

Найбільша депресія може дорівнювати пластовому тиску: $\Delta P_{\max} = P_{\text{пл}}$. Однак максимальна величина депресії вибирається відповідно до міцності труб на зминання і стійкості пласта. *Мінімальне значення депресії* пласта підбирається з урахуванням типу колектора і протитиску стовпа промивальної рідини в стовбурі свердловини, що діє на пласт у процесі його розкриття бурінням: $\Delta P_{\min} = P_{\text{ст}} - P_{\text{пл}}$ (де $P_{\text{ст}}$ – гідростатичний тиск промивальної рідини). У промисловій практиці, як правило, депресію вибирають з умови $\Delta P_{\text{опт}} = (2,5 \dots 3) \Delta P_{\min}$.

У слабозцементованих і пухких пісковиках депресію обмежують до величини, що запобігає обвалоутворенню або винесення піску, на підставі досвіду випробування подібних об'єктів. При випробуванні пластів, насичених рідиною з високим газовим фактором, велика депресія може, з одного боку, привести до очищення пристовбурної частини пласта, у тому числі виділитися бульбашками газу, що призведе до скупчення в пристовбурній частині пласта вільного газу і спотворення характеру КВВТ, а з іншого – до змикання тріщин у складнопобудованих колекторах. Обмеження депресії необхідно, коли вибійний тиск перевищує тиск насичення, а також для забезпечення умови лінійності фільтрації рідини в пласті.

Виходячи з конкретних цілей і завдань, поставлених перед випробуванням, регулювати депресію пласта краще заповненням частини колони труб над випробувачем технічною водою або буровим розчином, а також установленням штуцера відповідного діаметра в каналі випробувача пластів. Штуцер рекомендується встановлювати при випробуванні високодебітних газових пластів для захисту вузлів

пластовипробувача від абразивного руйнування і зниження дебіту рідини і газу з метою безпеки випробування об'єкта.

Випробування проводять, як правило, двома циклами. Тривалість кожного циклу включає *два періоди*: відкритий – час припливу (T) і закритий – час відновлення тиску (t).

Призначення відкритого періоду (як правило, короткочасного – 2 – 5 хв) полягає в різкому зниженні протитиску на пласт, що дозволяє під дією депресії зруйнувати фільтраційну кірку бурового розчину, усунути репресію в пристовбурних зонах пласта, забезпечити надходження в труби пластового флюїду.

Закритий період першого циклу призначений для прямої реєстрації початкової величини пластового тиску свердловинними манометрами.

Тривалість циклу випробування і правильний розподіл часу багато в чому визначають цінність і надійність одержуваних результатів. За більш вивченими площами тривалість циклів встановлюється з досвіду попередніх робіт з пластовипробувачами. Оптимальну тривалість кожного періоду випробування визначають за результатами випробування перших розвідувальних свердловин і даними геофізичних досліджень.

Час між періодами розподіляється відповідно до інтенсивності прояву пласта; для середніх умов рекомендується співвідношення $t = 2T$, тобто час відновлення тиску має бути в 2 рази більше часу припливу, це забезпечує отримання пластового флюїду та якісної КВВТ. Загальна тривалість припливу повинна забезпечити можливість надходження пластового флюїду в труби в об'ємі, достатньому для однозначного висновку. При цьому манометри фіксують приплив і відновлення тиску в вигляді кривих.

Як при одноцикловому, так і при багатоциклових випробуваннях пластів важливо правильно розподілити час відкритого і закритого періодів з урахуванням часу допустимого перебування інструменту в свердловині й отримання репрезентативної проби пластового флюїду та якісних діаграм тиску. Технологія багатоциклових випробувань унаслідок багаторазового створення депресії та більш інтенсивного дронування пласта сприяє зменшенню числа об'єктів з невстановленим характером їх насичення.

Описаний далі режим випробування пласта можна запропонувати як оптимальний [33, 34].

Відкритий період *першого циклу* встановлюється тривалістю

3 – 5 хв. Протягом цього часу з'являється можливість зняти надлишковий тиск у досліджуваному інтервалі (виникає в результаті посадки пакера і перевищення тиску гідростатичного стовпа рідини в стовбурі свердловини над пластовим тиском). За інтенсивністю виходу повітря з труби на усті контролюють режим випробування та орієнтовно судять про наявність гідравлічного зв'язку з порожниною труб, а за положенням рівня рідини в затрубному просторі відстежують герметичність установа пакера. У разі негерметичності пакера в період виклику припливу води і газу буде різко знижуватися рівень в затрубному просторі. Отримані криві при першому циклі припливу і відновленні тиску (10 – 15 хв) можуть відповідати величині початкового пластового тиску.

Другий цикл забезпечує більш тривалий виклик припливу води і газу (час припливу визначається інтенсивністю припливу з пласта, часом безпечного перебування пластовипробувача в свердловині) і тривале відновлення тиску, причому для отримання якісної КВВТ час відновлення (t_b) повинен в 2 рази перевищувати час припливу $T_{п}$. Цей цикл найбільш відповідальний, тому що за отриманими кривими припливу і відновлення тиску визначають параметри пласта, коефіцієнти продуктивності, ступінь привибійної закупорки, дають висновок про промислові цінності випробуваного об'єкта, визначають необхідність спуску експлуатаційної колони або ліквідації свердловини.

Третій цикл може виконуватися в повному обсязі, тобто може бути записана тільки крива припливу. Тривалість його визначається запасом ходу годинникових механізмів глибинних манометрів і часом безпечного перебування пластовипробувача в свердловині. При тривалому відкритому періоді третього циклу збільшується ймовірність отримання достатнього об'єму пластового флюїду для впевненого висновку про характер насичення пласта.

При випробуванні водонасичених і водогазонасичених пластів необхідно отримати якісний склад пластової води і газу, що відображає характер їх формування в пластових умовах. У зв'язку з цим час відкритого періоду необхідно вибирати таким, щоб він відповідав притоку пластового флюїду з привибійної зони пласта, не порушеної проникненням фільтрату бурового розчину. При випробуванні водонасичених і водогазонасичених пластів з величиною припливу рідини 1 – 10 м³/добу і відсутністю обвалоутворень свердловини, а також захоплення інструменту

протягом тривалого часу, відкритий період продовжується до двох годин і більше. Якщо ж приплив рідини інтенсивний, відкритий період може бути скорочений до 40 – 60 хв.

При випробуванні вугільних пластів встановлено, що приплив газу до вибою свердловини носить різко затухаючий у часі характер і пов'язаний з утворенням незначної за об'ємом воронки депресії. З урахуванням цієї особливості вугільних пластів час відкритого періоду припливу обмежується 3 – 6 хв. Час закритого періоду, протягом якого буде отримано оптимальну ділянку кривої, становить 3 – 6 год.

4.5. КОМПЛЕКСНІ ГАЗОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Цей спосіб випробування свердловин полягає в поєднанні газогідродинамічних методів дослідження на усті свердловини з глибинними дослідженнями у відкритому стовбурі. Комплекс робіт дозволяє:

- отримати приплив пластового флюїду;
- відібрати проби в природних умовах;
- оцінити характеристику колекторних властивостей пласта і ступінь забруднення його привибійної зони;
- встановити добувні можливості свердловини;
- встановити зв'язок між дебітом, вибійним і устевим тиском та температурою.

В основу досліджень покладено застосування комплексу випробувального обладнання, що спускається в свердловину на трубах, і спеціальної обв'язки устя свердловини.

Випробувач пластів складається з таких вузлів: фільтра (де встановлені глибинні манометри, термометри та пробовідбирач), пакера, власне випробувача з головним випускним клапаном, запірною та циркуляційною клапанів.

Обв'язка устя свердловини включає в себе сепаратор, діафрагмовий вимірювач критичного витікання газу, манометри, термометр.

Випробування пластів проводиться за двома схемами:

- випробування пласта в один цикл з відкритим (приплив) і закритим періодами (відновлення тиску);

– випробування пласта на відкритому періоді з випуском газу в атмосферу.

Перше випробування – отримання даних про наявність і склад пластового флюїду, відбір репрезентативної проби, оцінка параметрів пласта.

Друге випробування – отримання припливу пластового флюїду, відбір проби і визначення дебіту при сталому режимі фільтрації. Отриманий результат є основним при вирішенні питання про необхідність спуску обсадної колони.

Випробування пластів проводиться за індивідуальними планами робіт, складеним і затвердженим організацією, яка проводить роботи.

При складанні плану випробувань враховують такі вимоги:

- розріз пластів необхідно проводити за умови, коли тиск стовпа бурового розчину перевищує пластовий тиск не більше ніж на 10%;
- випробування газонасичених пісковиків потужністю понад 10 м треба проводити в два етапи: спочатку випробувати верхню третину пласта, а потім повністю весь пласт;
- тривалість впливу бурового розчину на розкритий пласт – не більше 24 год;
- інтервал випробування 15 – 20 м;
- час відкритого періоду встановлюється залежно від інтенсивності припливу і відповідно до показань газового лічильника на усті.

Наведені вимоги повинні забезпечити приплив флюїду не менше 2,5 об'ємів підпакерної зони. Обмеженням часу відкритого періоду може служити припинення припливу, що фіксується на усті внаслідок припинення виходу повітря. Згідно з досвідом робіт величина відкритого періоду коливається в межах 15 – 20 хв при випробуванні інтервалів більше 20 м, а при низькій проникності пластів час відкритого періоду необхідно збільшити до 30 хв.

Час відкритого періоду при випробуванні пласта за другою схемою, тобто при визначенні продуктивності з випуском газу в атмосферу, визначається часом безпечного стояння інструмента на вибої свердловини або стабілізацією припливу газу і змінюється від 2 – 3-х до 5 год.

Проведення комплексного газодинамічного дослідження показано на рис. 4.16 й описано далі.

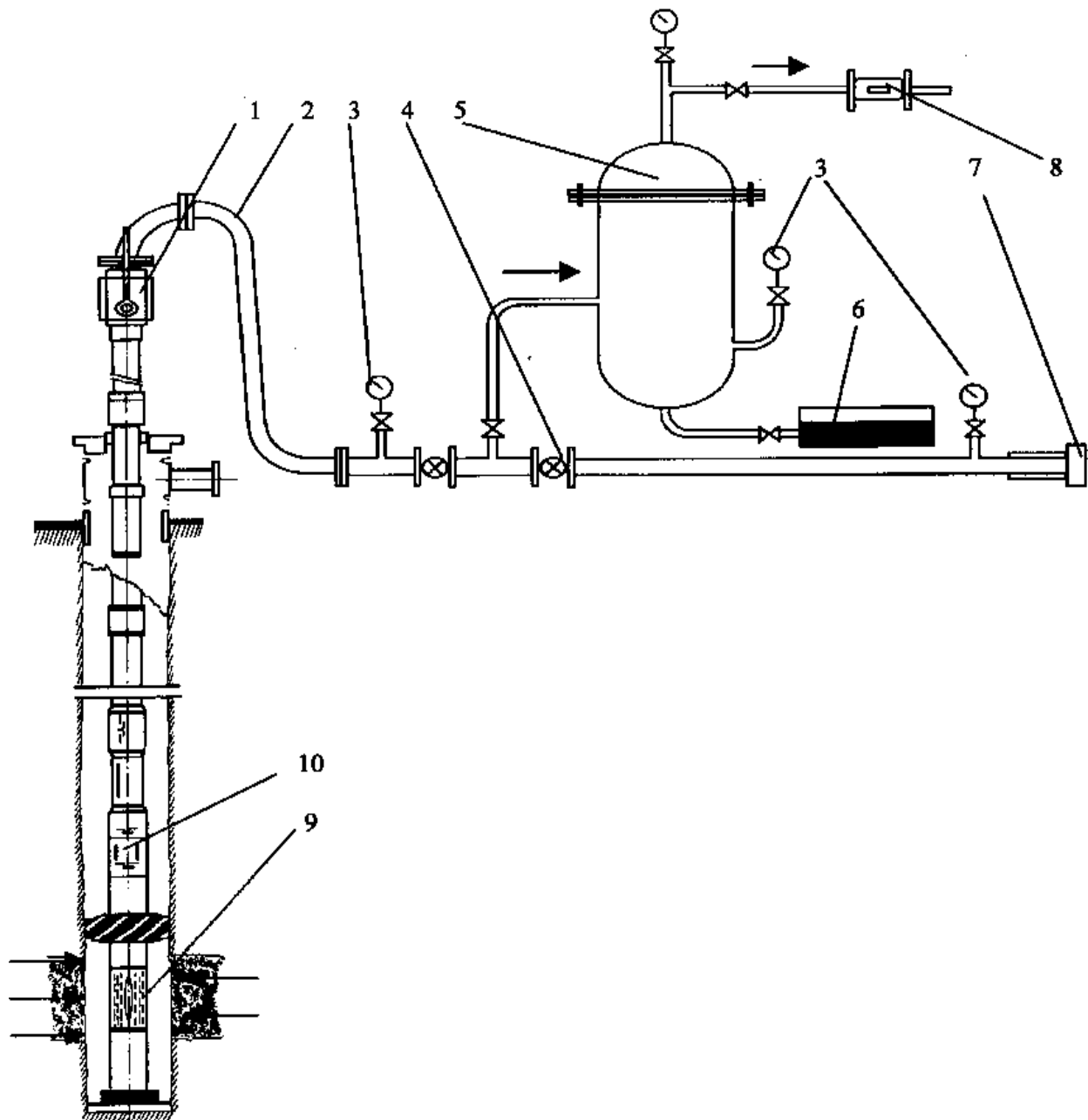


Рис. 4.16. Схема обв'язки устя свердловини при проведенні комплексних газодинамічних досліджень у відкритому стовбурі:
 1 – устева головка; 2 – шланг високого тиску; 3 – зразковий манометр;
 4 – засувка; 5 – малогабаритний сепаратор МГСУ-100;
 6 – місткість для виміру рідини; 7 – діафрагмовий вимірювач;
 8 – газовий лічильник РГ-40; 9 – пластовипробувач ПІ;
 10 – глибинні прилади (манометр, пробовідбирач)

Після спуску пластовипробувача устя свердловини герметизується устевою головою 1, яка за допомогою гнучкого шланга високого тиску 2 з'єднується з трубами аварійних викидів.

Для виміру кількості рідини при роботі свердловини частину потоку пускають через малогабаритну сепараційну установку 5, яка монтується на усті свердловини. Газ, що пройшов через сепаратор, вимірюється газовим лічильником 8. Стабілізація роботи свердловини на режимах фіксується зразковими манометрами 3, вимір дебіту газу здійснюється вимірником критичного витікання газу 7, який встановлюється на кінці труби факельної лінії. Зміна режиму роботи свердловини проводиться заміною шайби з різними калібрувальними отворами. Чергування відкритих і закритих періодів, а також заміна вимірювальних шайб здійснюється відкриттям (закриттям) засувки 4.

Після спуску пластовипробувача і відкриття клапана 10 потік пластового флюїду направляється по трубах до устя свердловини і далі по трубах аварійного викиду на факельну лінію.

Для очищення привибійної зони пласта після потрапляння на нього бурового розчину застосовують метод змінних тисків, який полягає в чергуванні відкритих і закритих періодів. При відкритому періоді викидається промивальна рідина з підпакерної зони, при цьому тиск на усті не повинен знижуватися більше ніж на 55 – 35%. При закритому періоді відбувається підвищення тиску, що забезпечує енергію для виносу чергової порції рідини. Чергування відкритих і закритих періодів проводять до отримання однорідного потоку.

Після очищення пласта і підпакерної зони проводять газодинамічні дослідження, під час яких визначають дебіт газу та якість виносної рідини (конденсат, вода) на різних режимах роботи свердловини. Встановлюють також залежність дебіту газу від величини депресії ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}$), пластовий і вибійний тиски заміряють глибинними манометрами 9. У процесі досліджень необхідно, щоб свердловина пропрацювала не менше, ніж на трьох режимах. Кожен наступний режим повинен відрізнятися від попереднього за величиною дебіту на 10 – 20%. Режим роботи свердловини вважають сталим, якщо результати двох-трьох послідовних вимірів тиску візуально не відрізняються один від одного. Кількість режимів роботи свердловини визначається часом безпечного перебування пластовипробувача в вибої свердловини і часом стабілізації кожного режиму роботи свердловини. Залежно від стану відкритого стовбура, міцності порід і густини бурового розчину бурова бригада встановлює час безпечного перебування пластовипробувача в вибої.

Паралельно із зміною тиску на усті свердловини змінюється тиск на вибої, що ретельно фіксують глибинні манометри. Це дозволяє отримати достовірні дані про величину створюваної депресії на кожному режимі роботи свердловини.

Аналіз результатів фільтраційних характеристик, отриманих при інтерпретації кривих відновлення тиску, записаних глибинними манометрами, дозволяє простежити зміну проникності привибуваної зони в процесі освоєння і під час дослідження свердловини.

Зміна розрахункових величин $P_{пл}$ (пластовий тиск) і kh/μ (параметр провідності пласта) свідчить про динаміку зміни цих параметрів під час випробування. Наприклад, збільшення розрахункових величин говорить про очищення привибуваної зони пласта, а якщо знижується пластовий тиск, то відбувається виснаження об'єму випробуваного об'єкта.

Випробування методики проведення газодинамічних досліджень у відкритому стовбурі проводилося в розвідувальній свердловині № 3335 Томашевської Південної площі.

Свердловина пробурена з метою пошуку вільних скупчень метану. Вибій знаходився на глибині 444 м у відкладах середнього відділу кам'яновугільної системи (світа C_2). Технічна колона Ø 219 мм була спущена до глибини 226 м, відкритий стовбур становив 218 м, пакер встановили на глибині 400 м.

Після пакерування пластовипробувача і відкриття клапана на усті спостерігався приплив газу з добавкою бурового розчину. Для очищення підпакерної і привибуваної зони був застосований метод змінних тисків. Дослідним шляхом встановили час відкритих і закритих періодів – відповідно 10 і 20 хв. Свердловину відкривали працювати повним перетином викидних труб, а тиск на усті знижували до 11 кг/см^2 . Після трьох продувок свердловина перейшла працювати чистим газом. На кінці викидної лінії встановили «дикт», дослідження проводилися на шайбах діаметром 4, 5, 6 і 4 мм (зворотний хід). Після роботи на шайбі 4 мм (зворотний хід) закрили запірно-поворотний клапан. Крива відновлення вибувального тиску замірялася глибинним манометром, встановленим у фільтрі. Криві зміни вибувального тиску зображені на рис 4.17.

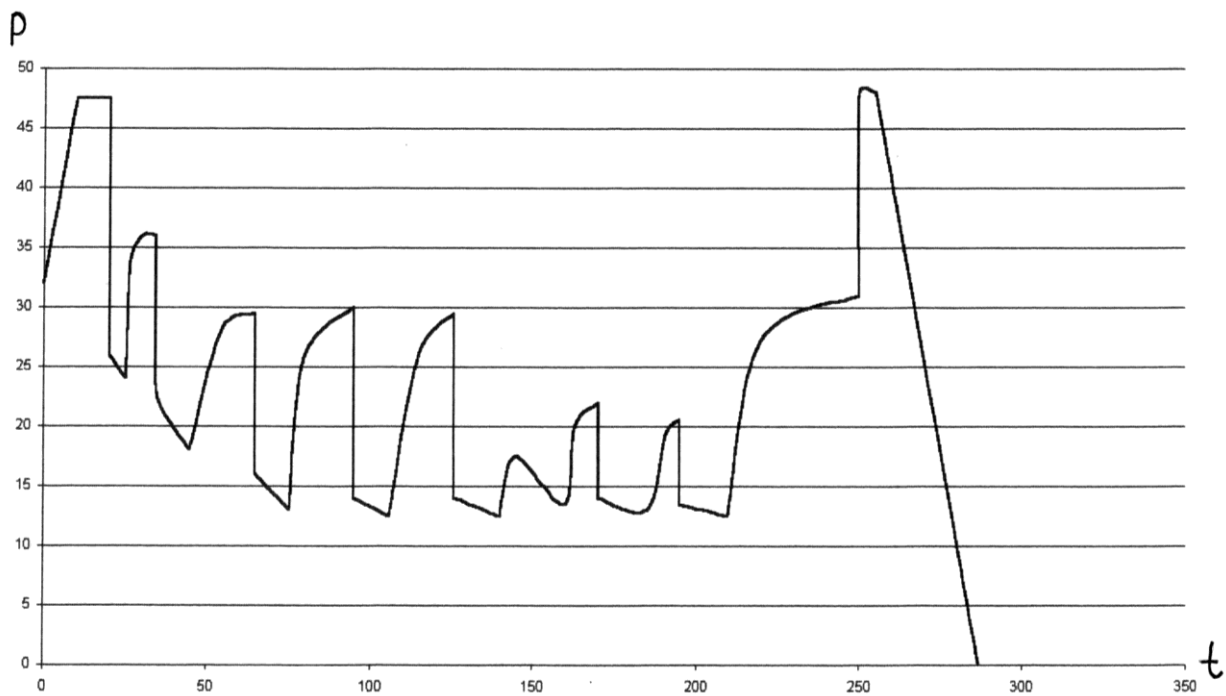


Рис. 4.17. Діаграма зміни тиску на вибої досліджуваної свердловини

Результати досліджень показали, що можливо:

- освоєння пласта за допомогою пластовипробувача;
- визначення дебіту газу продуктивного пласта при випробуванні його в процесі буріння;
- контроль в динаміці зміни величин пластового тиску і фільтраційних характеристик розкритого пласта.

Комплексне застосування цих методів дозволяє якісно і надійно визначити вихідні параметри, необхідні при підрахунку запасів, проектуванні розробки покладів і встановленні оптимального технологічного режиму роботи газової свердловини.

4.6. ОЦІНКА ГАЗОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ ПРИ ВИПРОБУВАННІ СВЕРДЛОВИН

Результати випробувань свердловин показують, що об'єм повітря, що виходить з труб пластовипробувача, більше об'єму рідини, що надійшла в труби за час відкритого періоду. Різницю в об'ємах отримують у результаті дегазації розчинених газів з бурового розчину і пластової води.

Розглянутий спосіб кількісної оцінки газонасиченості пластів заснований на визначенні кількості газу, який перейшов з розчиненого

стану у вільну фазу. Кількість газу, що виділився з витісненого повітря, вимірюється газовим лічильником на усті свердловини. Об'єм рідини, що надійшла в труби, визначається двома способами.

Перший заснований на вимірі довжини труб, заповнених рідиною, при підйомі випробувального устаткування із свердловини. Знаючи внутрішній об'єм і кількість заповнених труб, визначають загальну кількість рідини.

Другий спосіб – розрахунковий – зміна величини тиску, викликаного збільшенням стовпа рідини, що надійшла з пласта (береться з картограми манометра протягом відкритого періоду).

Перший спосіб більш точний, тому що є прямим виміром. Тому для подальших розрахунків використовують об'єм води, отриманий при безпосередньому вимірі, а розрахунковий спосіб застосовують для контролю.

Для визначення кількості розчиненого газу необхідно від показання газового лічильника відняти об'єм рідини, що надійшла в труби:

$$V_{p.g} = V_g - V_v, \quad (4.28)$$

де $V_{p.g}$ – об'єм розчиненого газу; V_g – об'єм газу за лічильником; V_v – об'єм води, що надійшла в труби.

Знаючи $V_{p.g}$, визначаємо газовий фактор (Γ_ϕ):

$$\Gamma_\phi = \frac{V_{p.g}}{V_v}. \quad (4.29)$$

Даний спосіб визначення кількості розчиненого газу завжди буде заниженим, оскільки процес дегазації відбувається не повністю по всьому стовпу рідини: більш повна дегазація проходить у верхній частині стовпа рідини, а неповна – в середній і нижній частинах. Цією помилкою при даному способі нехтують.

Відомо, що розчинність газів у воді залежить від тиску і температури. На рис. 4.18 наведено графік розчинності метану в воді під тиском, з якого визначають розчинність газу при пластових умовах. Знаючи пластовий тиск та температуру, за графіком можна визначити граничну або близьку до неї газонасиченість пластової води.

Для визначення стану газу в пластових умовах (вільному або розчиненому) на графіку по горизонтальній лінії відкладається

значення пластового тиску. Потім проводиться вертикальна лінія до перетину з кривою, що відповідає пластовій температурі та від точки перетину проводиться горизонтальна лінія до перетину зі шкалою розчинності.

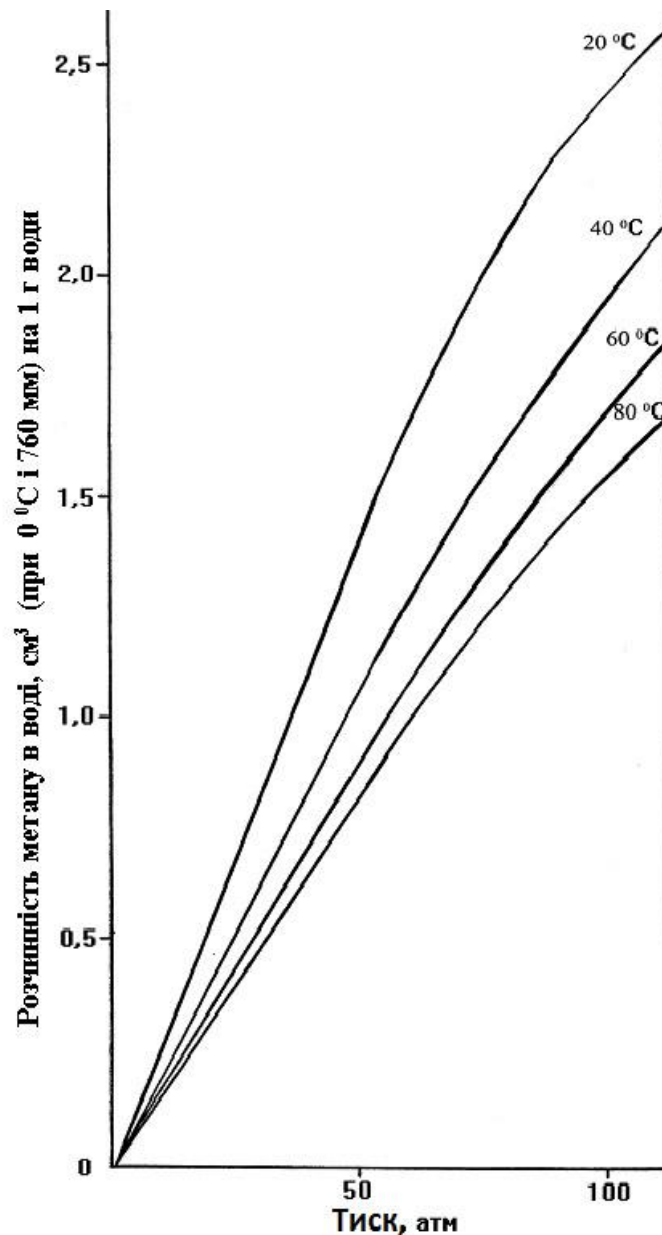


Рис. 4.18. Залежність розчинності метану в воді від тиску

Отриману величину граничної газонасиченості порівнюють з величиною газового фактора. Якщо величина граничної газонасиченості більше газового фактора, то в такому випадку газ у пластових умовах знаходиться в розчиненому стані. У разі, коли гранична газонасиченість менше величини газового фактора, газ знаходиться в пласті у вільному стані. При цьому призначається повторне випробування пласта за методом випуску газу в атмосферу.

Пропонований спосіб не претендує на високу точність у визначенні параметрів газонасиченості, оскільки в ньому враховані не всі фактори, що впливають на розчинність газу (наприклад, графік визначення граничної газонасиченості виконаний для чистого метану). Однак для визначення стану газу в пластових умовах застосування цього способу досить. Крім того, з його допомогою забезпечується отримання додаткової інформації про газонасиченість пласта при випробуванні в процесі буріння.

4.7. МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

4.7.1. Дослідження свердловин методом сталих відборів

Обов'язковою умовою для методу сталих відборів служить повна стабілізація тиску і дебіту на кожному режимі. Ця умова досить швидко (від декількох хвилин до декількох годин на кожному режимі) виконується на високопродуктивних пластах.

Перед кожним випробуванням свердловини ретельно вивчають геолого-технічні умови, складають програму випробувань, встановлюють необхідні прилади та обладнання і після опресування монтують їх на свердловині [33]. Вибій свердловини очищають від рідини і твердих частинок породи шляхом «продувки» в атмосферу і, починаючи з моменту пуску, вимірюють дебіт газу, тиск на головці та в затрубному просторі тими ж приладами, що і при випробуванні. Під час продування слід враховувати, що при високому дебіті газу з пласта можуть виноситися в значній кількості тверді частинки, що служить причиною роз'їдання обладнання, утворення заторів на вибої, а при наявності підшовної води – прориву водяного конуса в свердловину.

Сутність методу полягає в вимірі дебіту газу, температури і тиску на головці та в затрубному просторі при роботі на кожному режимі. Вимірювання проводять не менше ніж на шести режимах, поступово переходячи від менших дебітів до більших, крім того, дві-три контрольні точки знімають при зворотному ході від великих дебітів до менших. Вимірювання продовжують до повної стабілізації на даному режимі роботи.

Застосовувана в даний час методика дослідження свердловин методом сталих відборів здійснюється в більшості випадків з *випуском газу в атмосферу*. Це можна допустити, якщо досліджувана свердловина не підключена до газопроводу або тиск у газозбиральних

мережах не дає можливості отримати потрібний діапазон дебітів і депресій. Повний цикл зміни тиску в часі на одному режимі показаний на рис. 4.19, а весь процес зняття індикаторної лінії при стаціонарних режимах фільтрації – на рис. 4.20.

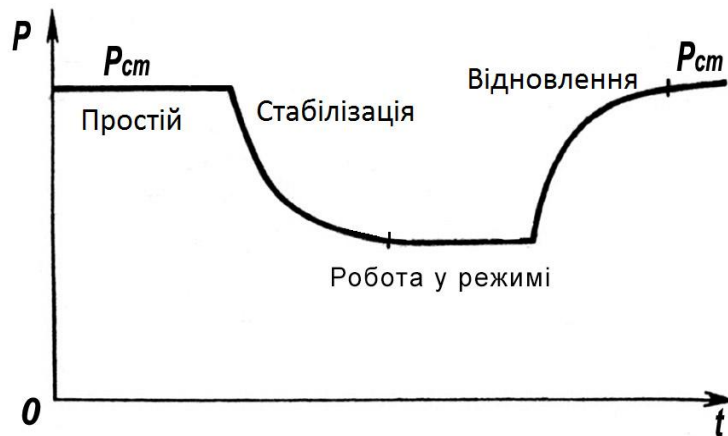


Рис. 4.19. Вимірювання тиску при дослідженні свердловини на одному режимі

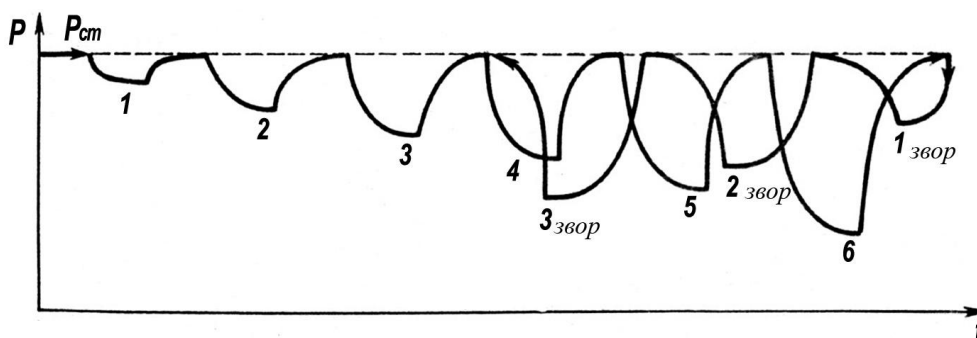


Рис. 4.20. Зміна тиску газових свердловин при стаціонарних режимах фільтрації:

1 – 6 – прямий хід; 1_{звор} – 3_{звор} – зворотний

При наявності рідини в потоці газу бажано, щоб один з режимів зворотного ходу був з найменшим дебітом. Такий контрольний режим дозволить визначити наявність рідини на вибої, винос якої був утруднений при прямому ході на початку випробування свердловини заданої конструкції.

При випробуванні свердловин з *випуском газу в газопровід* режими роботи встановлюються регульованими або нерегульованими штуцерами. Витрату газу вимірюють витратомірами ДП-430, тиску – зразковими або контрольними манометрами. Проводять вимірювання кількості рідини – конденсату, а також води, глинистого розчину та

інших домішок, які скупчуються в сепараторах при даному режимі роботи свердловини. Перевіряють наявність роз'їдання штуцерів, засувок або іншого обладнання. Встановлюють мінімальну витрату метанолу (або іншого інгібітора), при якому не утворюються гідрати вуглеводнів.

При випробуванні свердловин з випуском газу в газопровід на результати істотно впливає тиск у газопроводі. При критичному закінченні (швидкість витікання газу дорівнює швидкості звуку в даному середовищі за даних умов) коливання тиску в газопроводі не позначається на роботі свердловини. Якщо ж швидкість витікання газу через штуцер менше швидкості звуку в даному середовищі за даних умов, то зміна тиску в газопроводі впливає на режим роботи свердловини.

Таким чином, нормальне випробування газових свердловин при випуску газу в газопровід і наявності докритичних швидкостей витікання газу через штуцер можливо лише в тому випадку, якщо амплітуда і період коливань тиску в газопроводі менше відповідних величин зміни тиску в свердловині, що працює в атмосфері.

Режим витікання газу через штуцер визначається відношенням тиску після штуцера p_2 до тиску в штуцері p_1 : $p_2/p_1 = \beta$.

При $\beta < \beta_{кр}$ швидкість витікання газу буде критичною, а при $\beta > \beta_{кр}$ – докритичною; $\beta_{кр}$ визначається за формулою $\beta_{кр} = (2/k+1)^{k/(k-1)}$, де $k = C_p/C_v$ – показник адіабати; C_p – теплоємність газу при постійному тиску; C_v – теплоємність газу при постійному об'ємі.

Для різних вуглеводнів $\beta_{кр}$ змінюється в межах від 0,55 для метану до 0,577 для бутану, для природних газів у середньому можна прийняти $\beta_{кр} = 0,56$. Іноді на газових родовищах у процесі випробування свердловин з випуском газу в газопровід утворюються гідрати в шлейфі, штуцерах і на діафрагмах, які поступово зменшують їх прохідний переріз, що призводить до помилок при обчисленні витрати газу. Тиск після штуцера починає рости, у результаті чого зменшується дебіт при докритичній швидкості витікання газу через штуцер і виникає несталий режим роботи свердловини. При критичній швидкості витікання газу через штуцер підвищення тиску після штуцера через утворення гідратів у шлейфі призводить до зміни режиму витікання газу з критичного на докритичний і до зменшення дебіту. Особливо сильно гідратоутворення позначається на результатах випробування свердловин при великих перепадах тисків

на штуцерах. У цьому випадку необхідно постійно стежити за наявністю інгібітора і періодично перевіряти, чи не впливають гідрати на величину витрат газу. Для цього трохи підвищують витрату метанолу. Якщо дебіт газу не змінився, це означає подальше зменшення його – наслідок стабілізації роботи свердловини; якщо дебіт збільшився, очевидно, сталося гідратоутворення.

Обробка стандартних індикаторних кривих. Рівняння припливу газу до вибою свердловини, що характеризує залежність витрат тиску в пласті $p_{\text{пл}}^2 - p_3^2$ від дебіту газу Q , виражається формулою: $p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2$, де a і b – постійні коефіцієнти фільтраційного опору, залежні від параметрів привибійної зони пористого середовища та конструкції вибою свердловини, тому їх визначення є одним з основних завдань обробки результатів випробувань свердловин.

Залежність $p_{\text{пл}}^2 - p_3^2$ від Q , називається індикаторною кривою і показана на рис. 4.21. Для обробки індикаторної кривої і визначення коефіцієнтів a і b застосовують описані далі методи.

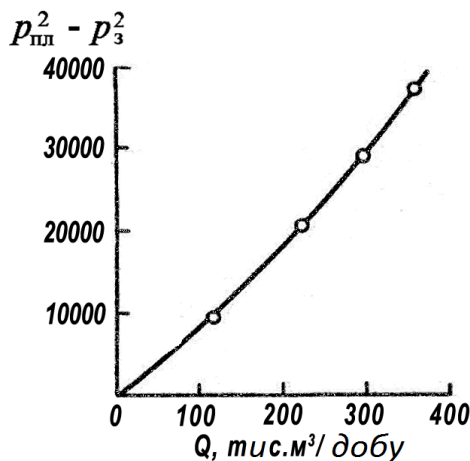


Рис. 4.21. Залежність $p_{\text{пл}}^2 - p_3^2$ від Q

Графічний метод при відомому пластовому тиску. Для кожного режиму випробування свердловини обчислюють значення $(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)/Q$. Потім ці значення наносять на графік точками (рис. 4.22). Через нанесені точки проводять пряму. Коефіцієнт a визначається як відрізок, що відсікається цією прямою на осі ординат, b – як тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис.

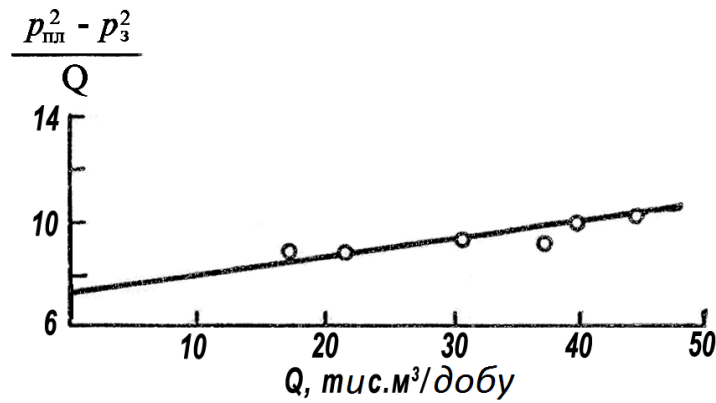


Рис. 4.22. Залежність $\frac{p_{пл}^2 - p_3^2}{Q}$ від Q

Графічний метод при невідомому пластовому тиску. При тривалих періодах відновлення вибійного тиску до пластового або при можливості розриву колони обсадних труб через занадто високий статичний тиск результати випробування можна обробляти, не знаючи пластового тиску. У цьому випадку результати вимірювань, тобто p_3 і Q , зображуються графічно в координатах $(p_{пл}^2 - p_3^2) / (Q_n - Q_i)$, де $i = 1, 2, 3, 4 \dots; n$ – порядковий номер режиму.

Результати випробувань, оброблені в цих координатах, становлять пряму (рис. 4.23), яка відсікає на осі ординат відрізок, що дорівнює a й має кут нахилу до осі абсцис з тангенсом, що дорівнює b .

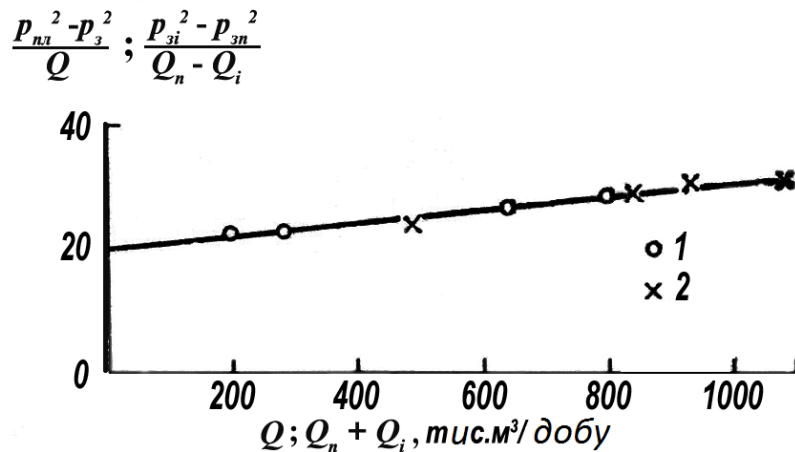


Рис. 4.23. Залежності:

$$1 - \frac{(p_{пл}^2 - p_3^2)}{Q} \text{ від } Q; \quad 2 - \frac{(p_{3i}^2 - p_{3n}^2)}{(Q_n - Q_i)} \text{ від } Q_n + Q_i$$

Цим методом можна визначати коефіцієнти a і b , не знаючи пластового тиску, а останнє – обчислюють за формулою

$$p_{\text{пл}} = \sqrt{p_3^2 + aQ + bQ^2}. \quad (4.30)$$

Для оцінки пластового тиску при малому дебіті можна застосувати інший наближений метод, у якому нехтують величиною bQ^2 . Для цього свердловину випробовують на кількох режимах. За отриманими значеннями вибійного тиску p_3^2 і дебіту Q будують графік залежності p_3^2 від Q . Якщо точки розташовуються по прямій, то квадрат тиску, який визначається в точці перетину отриманої прямої з віссю ординат, можна прийняти з достатнім ступенем точності за квадрат пластового тиску (рис. 4.24).

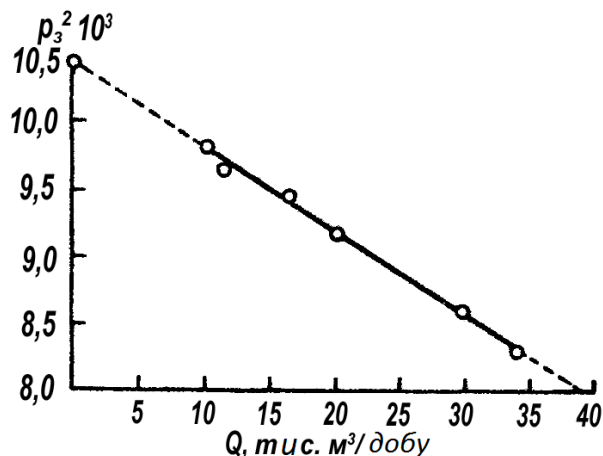


Рис. 4.24. Залежність величини $p_{\text{пл}}$ від Q при повільному наростанні тиску

При обробці результатів випробовувань за отриманою індикаторною кривою і залежностей $p_3=f(Q)$ і $p_{\text{г}}=f(Q)$ для якісної оцінки продуктивності свердловини і пропускної здатності даної конструкції свердловини визначають *абсолютно вільний і вільний дебіти*.

Абсолютно вільний дебіт свердловини, тобто кількість газу, яку можна отримати із свердловини, якщо прийняти тиск на вибої 0,1 МПа, визначають за формулою

$$Q_{\text{а.с}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(p_{\text{пл}}^2 - 1)} - a}{2b}. \quad (4.31)$$

Вільний дебіт свердловини, тобто найбільшу кількість газу, яку можна отримати із свердловини при тиску на усті та яка дорівнює 0,1 МПа, визначається за формулою

$$Q_{\text{св}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta)(p_{\text{пл}}^2 - e^{2S})} - a}{2(b + \theta)}, \quad (4.32)$$

де $\theta = 1,377\lambda \frac{z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}}^5} (e^{2S} - 1)$; λ – коефіцієнт опору тертя;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труб, см.

За значенням $Q_{\text{св}}$, знайденим з формули (4.32), обчислюють швидкість газу у вихідному перерізі труби, тобто в усті,

$$w = 0,0068 \frac{Q_{\text{св}}}{d_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}, \quad (4.33)$$

де $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби, м.

Формули (4.32) і (4.33) справедливі, якщо швидкість витікання газу з труби не перевищує критичне значення ($w_{\text{кр}} = 400$ м/с).

Якщо $w = w_{\text{кр}}$, то витікання відбувається при тиску на усті вище 0,1 МПа і вільний дебіт розраховують за формулою

$$Q_{\text{св}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4p_{\text{пл}}^2 (b + \theta - e^{2S} / md_{\text{вн}}^4)} - a}{2(b + \theta + e^{2S} / md_{\text{вн}}^4)}, \quad (4.34)$$

де $m = 0,0068^2 w_{\text{кр}}^2$.

При правильно проведених випробуваннях свердловини повинні отримати зв'язок між перепадом тиску і дебітом, що виражається двочленною формулою. У ряді випадків отримана залежність відрізняється. Ці відхилення викликаються неточним визначенням пластових і вибійних тисків унаслідок неповної стабілізації, наявності рідини на вибої і помилок у визначенні реальних коефіцієнтів опору при русі газу від вибою до устя. Випробування в таких випадках необхідно повторювати. Якщо неможливо повторити випробування, користуються наближеними методами обробки результатів випробування, що описані далі.

Під час випробувань пластовий тиск повністю не стабілізувався. Індикаторна крива, тобто залежність $p_{\text{пл}}^2 - p_3^2$ від Q , у цьому випадку подана на рис. 4.25, а результати обробки в координатах $(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2)/Q - Q$ – на рис. 4.26. Графічно коефіцієнти a і b визначаються в такий спосіб: на індикаторній кривій знаходять відрізок, що відсікається на осі ординат і дорівнює $\Delta_{\text{пл}}$, і подають результати в координатах $(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 + \Delta_{\text{пл}})/Q$ від Q . Отримана пряма відсікає на осі ординат відрізок, що дорівнює a . Тангенс кута нахилу цієї прямої до осі абсцис дорівнює b . Істинний пластовий тиск визначається за формулою

$$p_{\text{пл}} = \sqrt{p_{\text{пл}}'^2 + \Delta_{\text{пл}}} \quad (4.35)$$

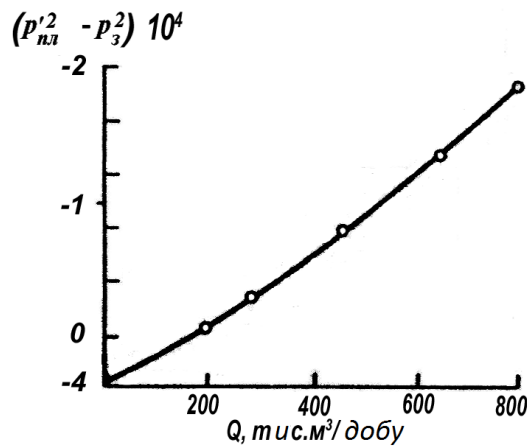


Рис. 4.25. Залежність $p_{\text{пл}}'^2 - p_3^2$ від Q

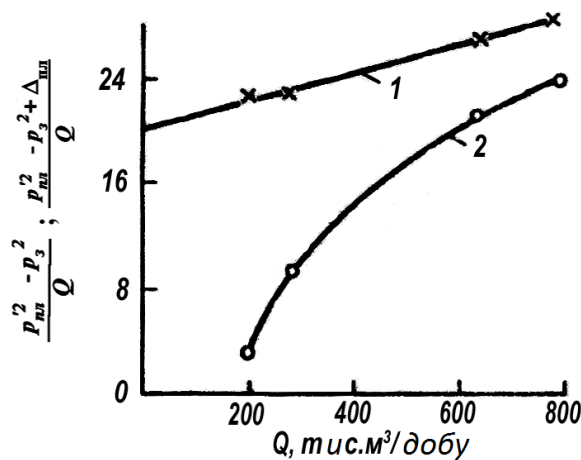


Рис. 4.26. Залежності $\frac{(p_{\text{пл}}'^2 - p_3^2)}{Q}$ (1) і $\frac{(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 + \Delta_{\text{пл}})}{Q}$ (2) від Q

Таким чином, пластовий тиск невідомо, але можна задатися будь-якою довільною величиною $p'_{пл}$ й обробляти результати випробування за викладеною методикою.

Вибірний тиск визначено неправильно внаслідок того, що в свердловині є стовп рідини, що йде в пласт при зупинці свердловини.

У цих випадках забійний тиск, обчислений за величиною тиску на головці, буде менше істинного на величину δ_3 , тобто $p'_3 = p_3 - \delta_3$. Індикаторна крива в цьому випадку має вигляд, показаний на рис. 4.27, і описується рівнянням

$$p_{пл}^2 - p_3'^2 = aQ + bQ^2 + c, \quad (4.36)$$

де

$$c = 2p'_3\delta_3 + \delta_3^2.$$

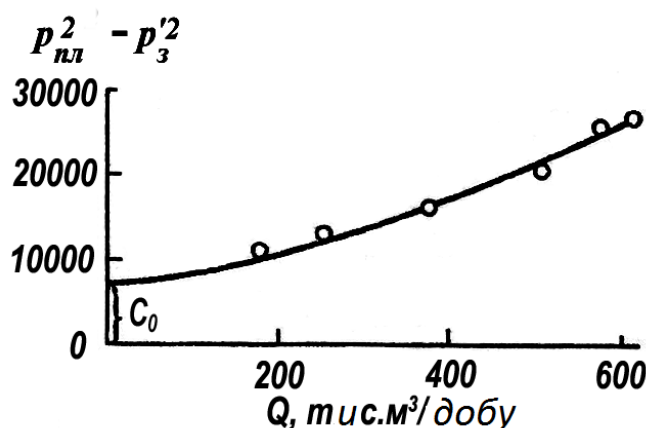


Рис. 4.27. Залежність $p_{пл}^2 - p_3'^2$ від Q

Крива відсікає на осі ординат відрізок $c_0 = 2p_{пл}\delta_3 - \delta_3^2$. Вимірявши на графіку величину цього відрізка, можна визначити поправку

$$\delta = p_{пл} - \sqrt{p_{пл}^2 - c_0}. \quad (4.37)$$

Відповідно до знайденого значення δ_3 з формули (4.36) визначається c для кожного режиму. Якщо подати результати випробування в координатах $p_{пл}^2 - p_3'^2 - c/Q$ від Q , отримаємо пряму,

по якій визначаємо a й b . Якщо різниця значень c на першій і останній точках невелика ($\sim 10\%$), можна прийняти $c \approx c_0$ постійним для всіх точок. Коефіцієнт c_0 при вимірюванні тисків глибинним манометром повинен дорівнювати нулю.

Висота стовпа рідини h , при вимірюванні тисків глибинним манометром, повинна дорівнювати нулю.

Висота стовпа рідини

$$h = \frac{L}{\frac{QTz}{458pD^2} + 1}, \text{ м}, \quad (4.38)$$

де L – глибина свердловини, м; Q – дебіт газу в м³/добу; T – середня температура в стовбурі, К; z – коефіцієнт надстисливості газу для p і T ; p – середній тиск у стовбурі свердловини, МПа; D – внутрішній діаметр труб, см.

Павлов С.Д. пропонує визначати проникність k і макрощероховатість пласта l з виразів:

$$k = 0,121 \frac{\mu T_{\text{пл}} z}{hQ} \ln \frac{R_K}{R_C}; \quad (4.39)$$

$$l = 10^{-11} \frac{\gamma z T_{\text{пл}}^2}{h^2 R_C b}. \quad (4.40)$$

Під h слід розуміти розкриту ефективну потужність пласта.

Визнані таким чином параметри k і l будуть характеризувати привибійну зону пласта, тобто параметри пласта в привибійній зоні з урахуванням досконалості його розрізу.

4.7.2. Дослідження свердловин з тривалим періодом стабілізації вибійного тиску і дебіту

Дослідження свердловин, що розкрили пласти з низькими продуктивними характеристиками, показало, що досягнення повної стабілізації вибійного тиску і дебіту на кожному режимі й відновлення тиску між режимами збільшує до місяця і більше тривалість їх випробування (рис. 4.28).

Тому для свердловин, що розкрили низькопродуктивні колектори, розроблені різні модифікації методу установлених відборів, що дозволяють істотно скоротити тривалість їх випробувань. До числа модифікованих методів випробування при стаціонарних режимах фільтрації з тривалою стабілізацією тиску і дебіту належать *ізохронний, експрес-метод, прискорено-ізохронний і метод монотонно-ступінчастої зміни дебіту.*

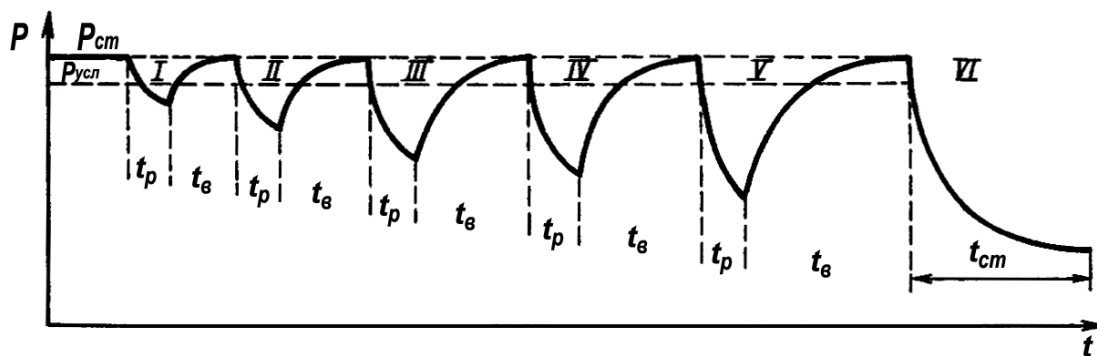


Рис. 4.28. Графік стабілізації і відновлення тиску при дослідженні свердловини ізохронним методом I – IV режимів

Усі прискорені методи вимагають однакового часу роботи свердловини на всіх режимах і тривалої роботи на одному з режимів до повної стабілізації тиску і дебіту. Отже, враховуючи численні промислові спостереження та аналіз двочленної формули, можна помітити, що коефіцієнт b стабілізується значно швидше коефіцієнта a і через короткий час роботи може бути прийнятий постійним.

У загальному випадку умова ізохронності має бути виражена через $Q_{\text{доб}}/Q = \text{const}$, а при порівняно швидкій стабілізації дебіту на різних режимах може бути замінена умовою $t_p = \text{const}$. Цей час орієнтовно визначається для кожної свердловини залежно від параметрів пласта.

Різниця прискорених методів полягає в способах переведення свердловин на наступний режим її роботи і в тисках між режимами.

Ізохронний метод. На кожному режимі свердловина працює один і той же час t_p , це значно менше, ніж час, необхідний для повної стабілізації тиску і дебіту $t_{\text{ст}}$, орієнтовно він визначається за формулою

$$t_p > \frac{0,3R_c^2 m \mu}{k p_{\text{пл}}}, \quad (4.41)$$

де R_c – радіус свердловини, см; m – пористість, ч. од; μ – коефіцієнт динамічної в'язкості газу, МПа·с; k – коефіцієнт проникності, мкм²; $p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа.

На практиці можна прийняти $t_p = 30 \dots 60$ хв.

Після кожного режиму і для переходу на інший режим необхідно закрити свердловину і витримувати час t_p до повного відновлення тиску $p_{ст}$. Вид стабілізації і відновлення тиску при випробуванні свердловин визначається *ізохронним методом* (рис. 4.29). Як видно, при кожному режимі відбувається неповна стабілізація з однаковим часом $t_p = const$. Після кожного режиму простежується повне відновлення стабілізації до статичного тиску $p_{ст}$.

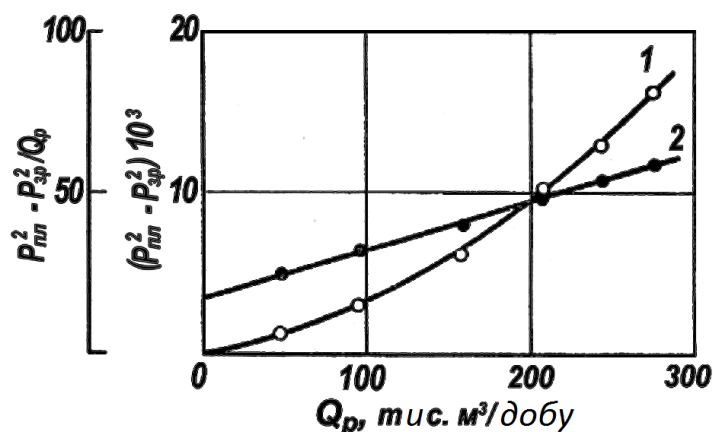


Рис. 4. 29. Результати дослідження ізохронним методом:

1 – $p_{пл}^2 - p_{з.р}^2$ від Q ; 2 – $p_{пл}^2 - p_{з.р}^2 / Q_p$ від Q_p

Для обробки результатів досліджень необхідно вимірювати тиск $p_{з.р}$, температуру і дебіти Q_p у кінці кожного режиму, а також статичний тиск між режимами. Індикаторну криву отримують з виразу

$$(p_{пл}^2 - p_{з.р}^2) / Q_p = a(t_p) + bQ_p. \quad (4.42)$$

Отримана пряма дозволяє визначити фактичне значення b і значення $a(t_p)$, характерне для t_p .

На одному із середніх за дебітом режимів, що виключає можливість впливу різних чинників (утворення рідинної або піщаної пробки, гідратів у привибійній зоні та в стовбурі свердловини та ін.), свердловина повинна працювати до повної стабілізації вибійного

тиску $p_{з.уст}$ і дебіту $Q_{уст}$ для визначення стабілізованого (не залежного від часу) коефіцієнта a , відповідного $t_{ст}$, за формулою

$$a = \frac{p_{пл}^2 - p_{з.уст}^2 - bQ_{уст}^2}{Q_{уст}} \quad (4.43)$$

Якщо перед початком дослідження свердловина працювала тривалий час, то як $p_{з.уст}$ і $Q_{уст}$ можна використовувати відповідні параметри даного режиму.

Якщо підключити свердловину до газозбірного пункту з метою отримання $p_{з.уст}$ і $Q_{уст}$ неможливо, то в акті випробування свердловини необхідно записати, для якого значення t_p визначений коефіцієнт $a(t_p)$.

У деяких випадках при наявності сусідніх працюючих свердловин удається оцінити радіус дронування досліджуваної свердловини за формулою

$$R_k = \frac{R_6}{2} \sqrt{\frac{Q_c}{Q_c + 0,5Q_6}}, \quad (4.44)$$

де R_6 – середньоарифметична відстань до сусідніх свердловин, м; Q_c – дебіт досліджуваної свердловини, м³/год; Q_6 – сумарний дебіт сусідніх свердловин, м³/год.

Знаючи R_k , можна визначити час стабілізації $t_{ст}$ за формулою

$$t_{ст} = 0,34 \frac{R_k^2}{\chi}, \text{ год}, \quad (4.45)$$

де R_k – радіус контуру зони дронування, м; χ – коефіцієнт пьезопровідності, см²/с.

Знаючи розрахункове $t_{ст}$, можна визначити стабілізоване значення a за формулою

$$a = a(t_p) + \beta \lg \frac{t_{ст}}{t_p}, \quad (4.46)$$

де β – тангенс кута нахилу прямолінійної ділянки КВВТ, обробленої в координатах $p^2 \lg t$. Якщо ця крива має дві прямолінійні ділянки, то a визначається за формулою

$$a = a(t_p) + \beta_1 \lg \frac{t_0}{t_p} + \beta_2 \lg \frac{t_{ст}}{t_0}, \quad (4.47)$$

де β_1 , β_2 – відповідно тангенси кута нахилу першого і другого прямолінійних ділянок; $\lg t_0$ – координати точки перетину двох прямолінійних ділянок.

Прискорено-ізохронний метод. Порівняно з методом сталих відборів дослідження свердловин ізохронним методом дозволяє за рахунок скорочення тривалості роботи на режимах практично в два рази зменшити загальний час, необхідний для випробування таких свердловин (рис. 4.30). Необхідність відновлення тиску до $p_{ст}$ між режимами, що вимагає практично стільки ж часу, скільки і при повній стабілізації тиску і дебіту на режимах, у деяких випадках знижує ефективність застосування ізохронного методу.

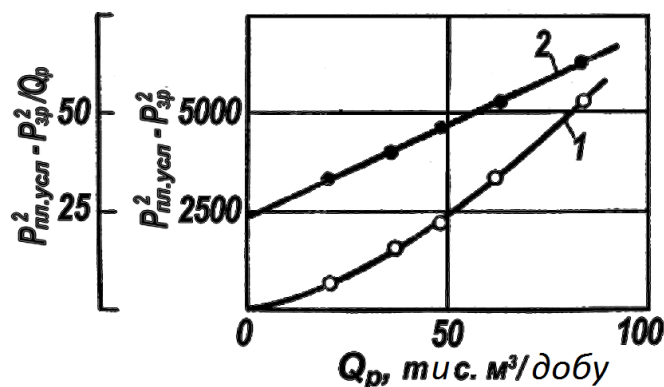


Рис. 4.30. Результати дослідження свердловини прискорено-ізохронним методом:

$$1 - (p_{пл.ум}^2 - p_{з.р}^2) \text{ від } Q; \quad 2 - (p_{пл.ум}^2 - p_{з.р}^2)/Q_p \text{ від } Q_p$$

Якщо повне відновлення тиску між режимами вимагає великих витрат часу, то слід застосовувати модифікацію ізохронного методу – прискорено-ізохронний метод. Сутність прискорено-ізохронного методу описана далі.

Дослідження прискорено-ізохронним методом на кожному режимі проводяться так само, як і методом ізохронним, з однаковим часом роботи t_p . При переході на інший режим свердловину закривають і витримують не до повного відновлення тиску $p_{ст}$, як це було прийнято в ізохронному методі, а до деякої величини $p_{ум}$. (рис. 4.28) Після кожного режиму відновлення тиску повинно бути

доведено до русел. Мінімальне $p_{ум}$, до якого має відновлюватися тиск між режимами, можна оцінити за КВВТ, побудованої в координатах $p_3 - t$ або $p_{ум} - t$. Значення $p_{ум}$ має відповідати одній з точок, що знаходяться на ділянці КВВТ, коли інтенсивне зростання тиску припиниться. Результати дослідження обробляються за формулою

$$\frac{p_{пл.ум}^2 - p_{з.р}^2}{Q_p} = a(t_p) + bQ_p, \quad (4.48)$$

що дозволяє визначити фактичне значення b і $a(t_p)$ відповідне t_p .

Стабілізоване значення a за даною методикою визначається за формулою (4.42).

Метод монотонно-ступінчастої зміни дебітів. На відміну від експрес-методу він виключає необхідність зупинки свердловини між режимами. Перед дослідженням свердловина працює на одному режимі з повною стабілізацією тиску $p_{уст}$ і дебіту $Q_{уст}$. Подальший порядок дослідження залежить від необхідності вимірювання статичного тиску $p_{ст}$.

Якщо $p_{ст}$ виміряти, то після досягнення повної стабілізації на одному режимі свердловину зупиняють на час t_0 , який явно недостатній для відновлення тиску до пластового (на усті до статичного $p_{ст}$). Величину t_0 в середньому приймають $t_0 \approx 4...10$ год. Під час зупинки вимірюють забійний тиск $p_{зо}$ і температуру. Потім свердловину пускають у роботу на першому режимі з дебітом Q_1 і тривалістю t_p на цьому і наступних режимах з дебітом $Q_1 < Q_2 < Q_3 < ... < Q_n$. Час роботи на режимах t_p оцінюється за формулою

$$t_p \approx (0,08 - 0,2) t_p. \quad (4.49)$$

Переведення на новий режим повинен проводитися практично без зупинки свердловини або із зупинкою не більше ніж на 2 – 3 хв. Цю умову можна виконати за рахунок застосування регульованих штуцерів, засувок-краників та ін.

Якщо після установленого режиму свердловину закривають для вимірювання статичного тиску $p_{ст}$, то після виміру $p_{ст}$ вона вводиться в роботу з дебітом $Q_0 \approx 0,5Q_1$ і тимчасово з t_0 . Подальший порядок досліджень аналогічний описаному.

Обробка результатів дослідження методом монотонно-ступінчастої зміни дебіту проводиться за двочленною формулою, у якій за пластовий приймається тиск на вибої $p_{3,0}$ в момент t_0 .

Якщо свердловина досліджувалася без зупинки на вимір статичного тиску, то обробка виконується в координатах $(p_{3,0}^2 - p_{3,p}^2) - Q_p$ і $(p_{3,0}^2 - p_{3,p}^2) / Q_p - Q_p$. Отримана пряма відсікає на осі $(p_{3,0}^2 - p_{3,p}^2) / Q_p$ відрізок, що дорівнює a , і має кут нахилу до осі $Q_p = b$.

Якщо свердловина перед дослідженням була зупинена на вимір статичного тиску, то обробка проводиться за формулою

$$(p_{3,0}^2 - p_{3,p}^2) = aQ_p + bQ_p^2 - C^*, \quad (4.50)$$

де

$$C^* = aQ_0 + bQ_0^2.$$

Оброблена в координатах $(p_{3,0}^2 - p_{3,p}^2 - C^*) - Q_p$ формула (4.50) дає пряму з тангенсом кута нахилу b і відрізком a . Величина C^* в загальному випадку не дорівнює звичайній поправковій C , яка може відрізнятися від нуля і в разі $Q_0 = 0$ є наслідком похибок при вимірюванні тисків, наявності рідини на вибої та ін.

Стабілізоване значення a знаходять за даними встановленого режиму роботи свердловини, як це робилося за іншими прискореними методами.

Експрес-метод. Дослідження на кожному режимі так само, як і в попередніх методах, проводиться з однаковим часом роботи t_p . При переході на інший режим свердловину закривають і витримують годину для відновлення тиску, який повинен дорівнювати t_p . Отже, дослідження свердловини експрес-методом вимагає ізохронності процесу не тільки при її роботі, але і при зупинці між режимами. Тривалість роботи на режимах і зупинках між режимами можна прийняти такими: $t_p = t_b = 20 \dots 30$ хв. Характерний вигляд зміни тиску в часі при випробуванні свердловини експрес-методом показаний на рис. 4.31.

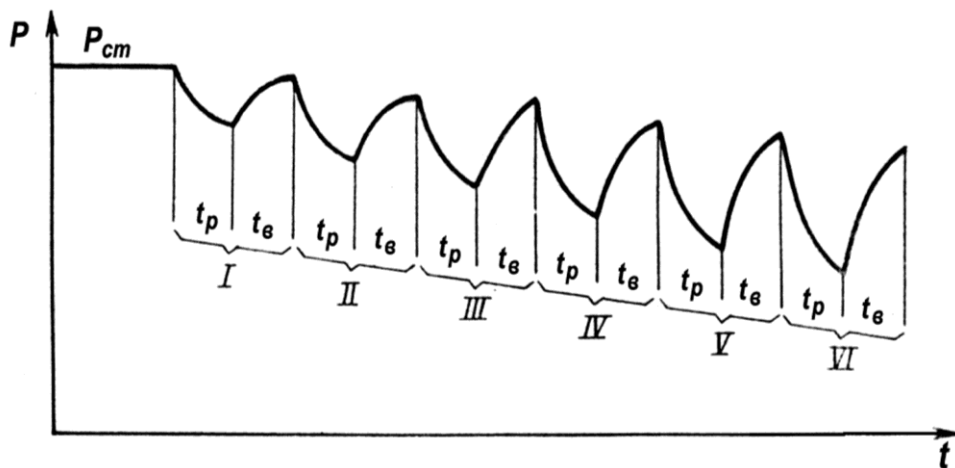


Рис. 4.31. Графік стабілізації та відновлення тиску при дослідженні свердловин експрес-методом

Дослідження свердловини експрес-методом слід починати з меншого дебіту протягом часу t_p . До кінця обраного інтервалу часу вимірюються тиск, дебіт і температура на режимі. Потім свердловину закривають на час t_e , що дорівнює t_p . Після закінчення t_e свердловину пускають у роботу на новому режимі з тривалістю t_p і т. д. Загальна умова експрес-методу вимагає виконання на всіх режимах $t_{p1} = t_{e1} = t_{p2} = t_{e2}, \dots, t_{pm} = t_{em}$, де m – число режимів.

4.8. ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПРИ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМАХ ФІЛЬТРАЦІЇ

У даний час застосовуються два методи дослідження газових свердловин при нестационарних режимах фільтрації [33]:

- зняття кривих відновлення вибірного тиску після закриття свердловини;
- зняття кривих стабілізації вибірного тиску і дебіту при пуску свердловини на певному режимі.

Ці методи дозволяють визначити *провідність*, *н'єзопровідність*, *пористість пласта*, а також виявити *зони з різко вираженою неоднорідністю, яка знаходиться в області дренажу досліджуваної свердловини*. Спільне використання кривих відновлення і стабілізації тиску дозволяє оцінювати також зміну параметрів пласта в процесі роботи свердловин (очищення призабієної зони і т. д.). *Методика зняття КВВТ*. Перед зняттям КВВТ свердловину підключають до газопроводу або газ випускають в атмосферу, при цьому реєструють зміну тиску на головці свердловини, в затрубному просторі та на вимірнику дебіту.

Після стабілізації вимірюють тиск, температуру і дебіт, потім свердловину закривають і реєструють зміну тиску і температури на головці та в затрубному просторі в часі. У тих випадках, коли робота свердловини перед зупинкою характеризується частою зміною невстановлених режимів, необхідно фіксувати зазначені параметри на всіх режимах роботи і зупинках, що передують зняттю КВВТ. У свердловинах, що не мають затрубного простору (за відсутності фонтанних труб, обладнаних пакерами, та ін.), а також при наявності в стовбурі свердловини значної кількості рідини, КВВТ отримують на вибої за допомогою глибинних манометрів, до того ж у всіх випадках, особливо в високодебітних свердловинах, які працюють з малими депресіями і розкривають пласти з високою температурою.

Методи обробки КВВТ. Для обробки КВВТ існує кілька методів, що визначаються прийнятими граничними умовами, а також режимом роботи свердловини до зупинки. При вирішенні рівняння, що описує процес відновлення тиску, використовуються два види граничних умов: *нескінченний пласт і обмежений пласт з постійним тиском на контурі.*

Формули, отримані для нескінченного пласта, використовують у тих випадках, коли в процесі дослідження свердловини межа області дренування не впливає на поведінку цієї свердловини.

Обробка КВВТ для нескінченного пласта залежно від умов роботи свердловини до зупинки здійснюється описаними далі методами.

У разі, коли час роботи свердловини T до зняття КВВТ значно більший за час відновлення тиску t ($T \geq 20t$), КВВТ обробляється за формулою

$$p_3^2 = \alpha + \beta \lg t, \quad (4.51)$$

$$\text{де } \alpha = p_{3.0}^2 + \beta \lg \frac{2,25\chi}{R_{с.пр}^2} + bQ_0^2,$$

$$\chi = kp_{пл} / m\mu_{пл}, \quad (4.52)$$

де $p_{3.0}$, p_3 – початковий (перед зупинкою) і поточний вибійний тиски відповідно, кГс/см^2 ; t – поточний час відновлення тиску, с; Q_0 – дебіт свердловини перед зупинкою, $\text{см}^3/\text{с}$; χ – коефіцієнт

п'єзопровідності, $\text{см}^3/\text{с}$; m – пористість, ч. од.; h – ефективна потужність пласта, м;

$$\beta = \frac{2,3Q_0\mu_{\text{пл}}T_{\text{пл}}z_{\text{пл}}p_{\text{ат}}}{2\pi khT_{\text{ст}}}; \quad (4.53)$$

$\mu_{\text{пл}}$ – в'язкість газу в пластових умовах, сП; $z_{\text{пл}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при пластовому тиску ($p_{\text{пл}}$) і пластовій температурі ($T_{\text{пл}}$), $p_{\text{ат}} = 1,033 \text{ кГс}/\text{см}^2$; $T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$.

Для обробки КВВТ за формулою (4.51) будують графік у координатах p_3^2 від $\lg t$. Отримана прямолінійна ділянка відсікає на осі ординат відрізок, що дорівнює α , і має кут нахилу, тангенс якого дорівнює β . За знайденими α і β визначають необхідні параметри.

Параметр провідності пласта розраховують за формулою

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{42,4Q_0p_{\text{ат}}T_{\text{пл}}z_{\text{пл}}}{\beta T_{\text{ст}}}. \quad (4.54)$$

При відомому коефіцієнті b можна знайти параметр $\chi / R_{\text{с.н}}^2$

$$\frac{\chi}{R_{\text{с.н}}^2} = 0,445 \exp\left(2,3 \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right). \quad (4.55)$$

Для досконалої свердловини розраховуємо коефіцієнт п'єзопровідності пласта

$$\chi = 0,445R_{\text{с}}^2 \exp\left(2,3 \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right) \quad (4.56)$$

і параметр mh

$$mh = 2,25 \frac{kh}{\mu} \frac{p_{\text{пл}}}{R_{\text{с}}^2} \exp\left(-2,3 \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right) \quad (4.57)$$

або при відомих параметрах kh/μ і χ

$$mh = \frac{kh}{\mu} \frac{p_{\text{пл}}}{\chi}. \quad (4.58)$$

При відомому коефіцієнті п'єзопровідності знаходимо наведений радіус свердловини

$$R_{с.н} = \sqrt{\frac{\chi}{0,445} \exp\left(-2,3 \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right)} \quad (4.59)$$

і параметр $C = C_1 + C_2$, що характеризує досконалість свердловини і стан привибійної зони.

Обробку КВВТ у випадку сумірності часу роботи свердловини до зупинки T з часом відновлення ($T < 20t$) виконують за формулою

$$p_3^2 = p_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T+t}{t}, \quad (4.60)$$

де T – час роботи свердловини з дебітом Q_0 перед зняттям КВВТ, с; $T = V_{доб}/Q_0$; де $V_{доб}$ – сумарний відбір газу зі свердловини з часу останньої зупинки свердловини на відновлення тиску, м³; Q_0 – дебіт газу перед зупинкою, м³/с.

Застосування формули (4.51) в цьому випадку спотворює кінцеву ділянку КВВТ і може призвести до помилкових висновків про параметри пласта і його однорідності.

Для визначення коефіцієнта β КВВТ будується в координатах

$$p_3^2 - \lg \frac{T+t}{t}.$$

Параметр kh/μ визначається за формулою (6.54). При відомому пластовому тиску прямолінійну ділянку можна однозначно провести як дотичну $T + t$ до КВВТ з точки з координатами $p_3^2 = p_{пл}^2$ і

$$\lg \frac{T+t}{t} = 0.$$

Формули, отримані для обмеженого пласта, можна використовувати в тих випадках, коли в процесі дослідження свердловини на її поведінці позначаються умови на межі пласта, наприклад, при роботі свердловини в пласті з малими розмірами або при впливі роботи сусідніх свердловин.

Обробка КВВТ проводиться за формулою

$$\lg(p_{пл}^2 - p_3^2) = \alpha_1 - \beta_1 t, \quad (4.61)$$

де

$$\alpha_1 = \lg 1,11\beta; \quad (4.62)$$

$$\beta_1 = 2,51 \frac{\chi}{R_k^2}; \quad (4.63)$$

R_k – радіус контура, на якому тиск під час зняття КВВТ залишається постійним.

Для визначення α_1 і β_1 КВВТ будується в координатах $\lg(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2) - t$. Застосування формули (4.61) часто обмежується невідомим $p_{\text{пл}}$. У таких випадках слід використовувати наближені методи визначення $p_{\text{пл}}$, оскільки застосування формули нескінченного пласта для розглянутих умов викривлює кінцеву ділянку КВВТ і дає хибні значення шуканих параметрів.

Використовуючи отриманий у результаті обробки коефіцієнт α_1 , за формулою (4.62) знаходимо β , а потім за формулами (4.54) – (4.60) – відповідні параметри пласта. Додатково за коефіцієнтом β_1 визначаємо

$$\chi/R_k^2 = \beta_1/2,51, \quad (4.64)$$

$$V = \pi mh R_k^2 = 7,88 \cdot 10^{-4} \frac{kh}{\mu} \frac{p_{\text{пл}}}{\beta_1} \quad (4.65)$$

і при відомому R_k

$$mh = \frac{7,7 \cdot 10^{-3} Q_0 p_{\text{пл}} T_{\text{пл}} z}{\beta \beta_1 R_k^2 T_{\text{ст}} p_{\text{ат}}}, \quad (4.66)$$

де V – об'єм простору дренажної зони свердловини, м³.

Визначення пластового тиску. *Гранична умова – нескінченний пласт.* За умови $T < 20t$ в нескінченному пласті для визначення пластового тиску КВВТ обробляються за формулою (4.60). В цьому випадку при екстраполяції прямолінійні ділянки до $\lg(T+t)/t = 0$ значення $p_3^2 = p_{\text{пл}}^2$.

У тих випадках, коли час роботи свердловини до зупинки великий ($T \geq 20t$), КВВТ обробляються за формулою (4.51). При цьому

пластовий тиск визначається шляхом екстраполяції прямолінійної ділянки до $\lg t = \lg T$. У цій точці різниця між $p_{\text{пл}}^2$ і квадратом поточного вибійного тиску p_{31}^2 становить $0,3\beta$, тобто $p_{\text{пл}}^2 = p_{31}^2 + 0,3\beta$.

Слід зазначити, що при визначенні пластового тиску велике значення має правильний вибір методики обробки. Наприклад, при тривалій роботі свердловини до зупинки може мати місце вплив умов на кордоні дренажної області свердловини і застосування в цьому випадку методу визначення $p_{\text{пл}}$ за формулами нескінченного пласта може призвести до значного завищення $p_{\text{пл}}$.

Гранична умова – кінцевий пласт. Визначення пластового тиску в обмеженому шарі проводиться в описаному далі порядку.

Обробляють КВВТ в координатах $\lg \frac{T+t}{t}$.

Визначають β і p_3^2 в точці $\lg(T+t)/t = 0$.

Розраховують $y(u)$ за формулою

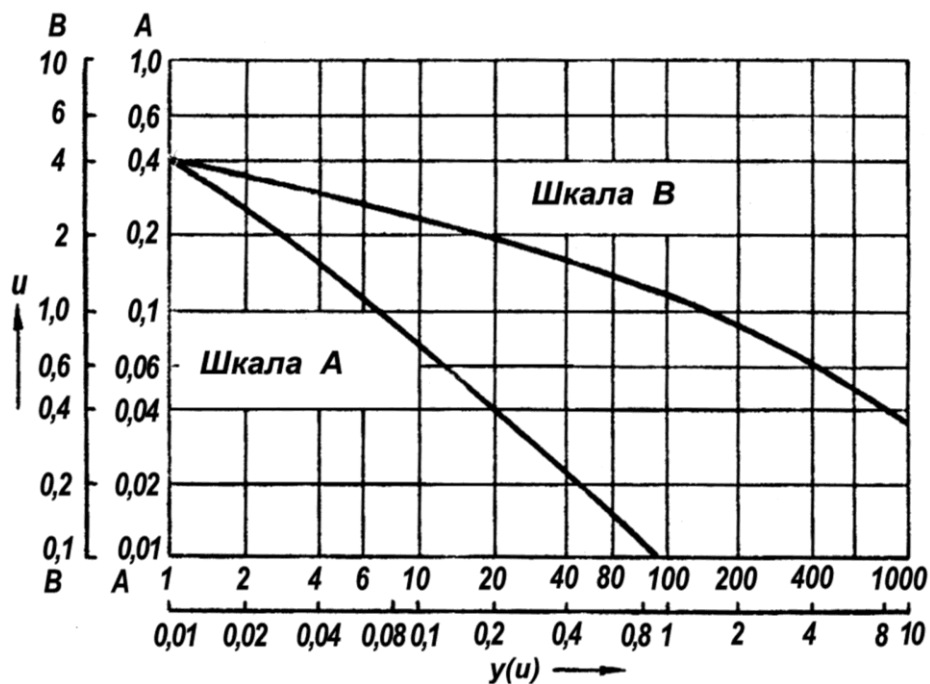
$$y(u) = 230(p_{\text{пл1}}^2 - p_3^{*2}) / \beta, \quad (4.67)$$

де $p_{\text{пл1}}$ – останнє виміряне або визначене за КВВТ значення пластового тиску, МПа; p_3^{*2} – значення квадрата вибійного тиску при $\lg(T+t)/t = 0$.

За рис. 4.32 відповідно до знайденого значення $y(u)$ визначають u . Розраховують пластовий тиск за формулою

$$p_{\text{пл}} = \sqrt{p_{\text{пл1}}^2 - \frac{\beta}{2,3u}}. \quad (4.68)$$

Вплив різних факторів на форму КВВТ. Розглянуті методи обробки КВВТ отримані для умов миттєвого закриття свердловини, що працює в однорідному пласті при стаціонарному розподілі тиску до зупинки та ізотермічному процесі відновлення тиску. В реальних умовах дотримання цього неможливо. Тому КВВТ, перетворені в координатах відповідних методів, мають, як правило, форму, яка відрізняється від прямої. При цьому форма КВЗТ може бути на різних її ділянках залежно від того, яким фактором воно викликано.

Рис. 4.32. Графік функції $y(u)$

Спотворення форми початкових ділянок КВВТ можуть викликати описані далі чинники.

Наявність припливу газу в свердловину після її закриття на усті. При цьому початкова ділянка відхиляється вниз від прямої (рис. 4.33, а). Крива відновлення вибійного тиску починається, як правило, з точки, яка має координати $\lg t = 0$ і $p_3^2 = p_{3,0}^2$.

Значна відмінність параметрів привибійної зони від параметрів пласта, у тому числі погіршення їх в результаті випадання конденсату й покращення після робіт з інтенсифікації. Якщо провідність привибійної зони краще провідності пласта, початкова ділянка відхиляється вгору від прямої (рис. 4.33, б). У разі погіршених параметрів привибійної зони початкова ділянка відхиляється вниз і має вигляд, аналогічний КВВТ з дією припливу. Застосування методів обробки з урахуванням припливу в цьому випадку не випрямляє початкова ділянка.

Технологічні причини, у тому числі:

а) запізнювання закриття свердловини на вибої порівнянно з початком відліку часу; час запізнювання t_0 виходить як точка перетину лінії $p_{3,0}^2$ і кривої екстрапольованої лінії початкової ділянки, що має зазвичай точку перегину, коефіцієнт a в цьому випадку повинен визначатися при $t = t_0$ (рис. 4.33, в);

б) зняття КВВТ у фонтанних трубах або експлуатаційній колоні, з яким свердловина працювала до зупинки, до того ж перші точки КВВТ можуть бути значно нижче, ніж початковий вибійний тиск $p_{3.0}^2$, початкова ділянка, при цьому, характеризується великою крутизною, особливо при знятті КВВТ після продукції з дебітом, близьким до вільного (рис. 4.33, з).

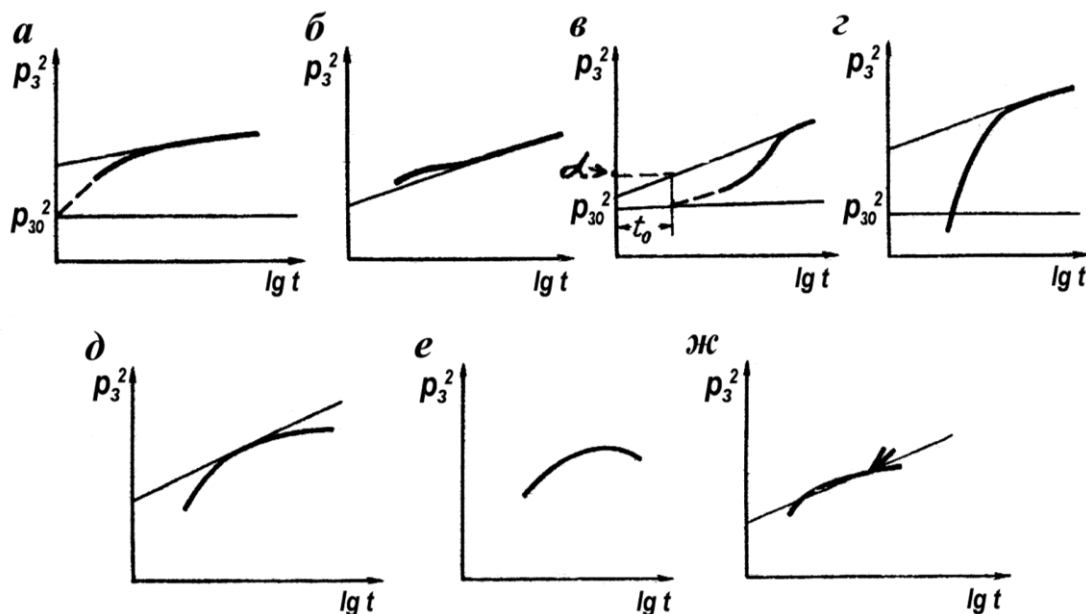


Рис. 4.33. Вплив різних факторів на форму КВВТ

Фактори, що спотворюють форму кінцевих ділянок КВВТ, такі:

– вплив меж пласта, наприклад, при обробці КВВТ свердловин, що працюють в умовах обмеженого пласта, за формулами нескінченного пласта, кінцева ділянка викривляється (рис. 4.33, д);

– неізотермічність процесу відновлення тиску в високодебітних свердловинах зі значною різницею між статичною температурою на вибої та усті, у таких випадках при знятті КВВТ на усті неврахування процесу стабілізації температури може призвести як до помітного спотворення форми кінцевої ділянки (рис. 4.33, е), так і до зміни його нахилу і пов'язаними з цим помилками у визначенні параметрів пласта;

– наявність в області дренування свердловини зон з різко вираженою неоднорідністю, у тому числі непроникних екранів, зон виклинювання, скидів і т. д.; форма кінцевих ділянок КВВТ залежно від конфігурації і числа екранів, а також методи обробки КВВТ в неоднорідних пластах показані на рис. 4.33, ж;

– порушення режиму роботи свердловини перед її зупинкою, пов'язані з технологією дослідження, наприклад, зі спуском глибинних приборів; довжина викривленої ділянки тим більше, чим більше час роботи свердловини на зміненому режимі, тому для надійного визначення параметрів пласта найбільш правильно знімати КВВТ після роботи на сталому режимі, у протилежному разі порушення режиму необхідно враховувати при обробці КВВТ;

– наявність декількох шарів з різними фільтраційними параметрами, у цьому випадку час початку впливу меж визначається п'єзопровідністю кращого пласта, що відзначається на КВВТ додатковою прямолінійною ділянкою, аналогічно неоднорідності за площею.

Наведені фактори не зумовлюють усі можливі форми КВВТ, оскільки на практиці може мати місце поєднання окремих і різних додаткових факторів.

Контрольні питання

1. Які показники визначають при газогідродинамічних дослідженнях свердловин?
2. Які методи проведення газогідродинамічних досліджень?
3. Що являють собою модифіковані методи дослідження газових свердловин?
4. Перерахуйте основні показники, які визначають у процесі випробування свердловин.
5. Яку апаратуру застосовують для вимірювання тиску і температури газу на усті свердловини?
6. Перерахуйте найбільш досконалі способи вимірювання дебіту газової свердловини.
7. Як визначити щільність пластових вод?
8. Розкажіть принцип роботи глибинних пробовідбирачів типу ПД-03.
9. Які є способи дегазації газонасичених пластових вод?
10. Як проводиться відбір пластових вод на хімічний аналіз?
11. Які чинники враховують при плануванні режимів випробування свердловин?
12. У чому полягає сутність комплексних газодинамічних досліджень розвідувальних свердловин?

13. У чому полягає кількісний спосіб визначення газонасиченості пластів?
14. Яка методика проведення досліджень свердловин методом сталих відборів?
15. Поясніть графічний метод обробки індикаторної кривої.
16. Перерахуйте чинники, що спотворюють індикаторну криву.
17. Зобразіть графік стабілізації і відновлення тиску при дослідженні свердловин ізохронним методом.
18. Яка методика застосування прискорено-ізохронного і монотонно-ступеневого вимірювання свердловин?
19. Як проводиться дослідження дебітів газових свердловин експрес-методом?
20. Які існують методи обробки КВВТ?
21. Які фактори впливають на форму КВВТ?

РОЗДІЛ 5. РОЗКРИТТЯ І ВИПРОБУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Кінцева мета буріння свердловин – видобуток газу з продуктивного горизонту. Отримання початкового припливу нафти і газу з пласта залежить від технології буріння, від складу і властивостей промивальної рідини, схеми розрізу і тривалості впливу на продуктивний пласт [5, 13, 20, 25, 36, 39].

5.1. ВИМОГИ ДО СКЛАДУ І ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ

1. Склад промивальної рідини повинен бути таким, щоб її фільтрат не сприяв набухання глинистих частинок, збільшенню гідрофільності породи та кількості фізично зв'язаної води в порах пласта.

2. Склад фільтрату бурового розчину повинен відповідати складу фільтрату, що заповнює пласт, щоб при проникненні фільтрату в пласт не відбувалися такі фізичні або хімічні взаємодії, у результаті яких можуть утворюватися нерозчинні опади.

3. У складі промивальної рідини необхідно мати достатню кількість грубодисперсної твердої фази, здатної створювати закупорені містки в тріщинах і тим самим перешкоджати глибокому проникненню промивальної рідини в пласт.

4. Солоність і сольовий склад фільтрату повинні відповідати солоності та сольовому складу пластової води.

5. Фільтрат промивальної рідини, який використовується для розрізу нафтових пластів, повинен зменшувати поверхневий натяг на кордоні «фільтрат – нафта».

6. Водовіддача бурового розчину в вибійних умовах має бути мінімальною.

7. Щільність промивальної рідини повинна бути такою, щоб диференціальний тиск був би близьким до нуля або, якщо розкривається пласт з аномально низьким тиском, – меншим від нуля.

5.2. КОЕФІЦІЄНТ РЕЗЕРВУ ГУСТИНИ РІДИНИ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ

Для зручності подальших розрахунків введемо деякі терміни, використовувані у фізиці нафтогазового пласта.

Гідростатичний тиск – це тиск стовпа рідини висотою від розглянутого перетину свердловини до устя свердловини:

$$P_{\text{ГСТ}} = \rho_{\text{Ж}} g Z, \text{ Па}, \quad (5.1)$$

де $\rho_{\text{Ж}}$ – густина промивальної рідини, кг/м; g – прискорення вільного падіння, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$; Z – відстань від поверхні до розглянутого перетину, м.

Для практичних розрахунків користуються спрощеною формулою:

$$P_{\text{ГСТ}} = 0,01 \rho_{\text{Ж}} Z. \quad (5.2)$$

Пластовий тиск $P_{\text{ПЛ}}$ – під ним рідина міститься в порах проникної гірської породи.

Коефіцієнт аномальності пластового тиску – це відношення пластового тиску до статичного тиску стовпа рідини прісної води ($\rho_{\text{Ж}} = \rho_{\text{В}} = 1$) висотою від розглянутого перетину до устя свердловини:

$$k_{\text{а}} = P_{\text{ПЛ}} / 0,01 Z. \quad (5.3)$$

Пластовий тиск вважають нормальним, якщо $k_{\text{а}} = 1$. Якщо $k_{\text{а}} > 1$, то пластовий тиск вважають підвищеним або аномально високим; при $k_{\text{а}} < 1$ – зниженим або аномально низьким.

Індекс тиску поглинання – відношення тиску, при якому виникає поглинання промивальної рідини в пласт, до статичного тиску стовпа прісної води висотою від розглянутого перетину поглинання до устя свердловини:

$$k_{\text{П}} = P_{\text{П}} / Z_{\text{П}}, \quad (5.4)$$

де $P_{\text{П}}$ – тиск поглинання пласта, МПа; $Z_{\text{П}}$ – відстань від поверхні до розглянутого перетину, м.

Відносна густина промивальної рідини – відношення густини промивальної рідини до густини прісної води:

$$\rho_{\text{О}} = \rho_{\text{Ж}} / \rho_{\text{В}}, \quad (5.5)$$

де $\rho_{\text{В}}$ – густина прісної води, кг/м³.

Рекомендується, щоб уникнути газонафтопрояв і поглинання в процесі буріння, дотримуватися такої нерівності:

$$k_a < \rho_0 < k_{\Pi}, \quad (5.6)$$

а необхідну величину відносної густини промивальної рідини визначати за формулою:

$$\rho_0 = k_p k_a, \quad (5.7)$$

де k_p – коефіцієнт резерву.

Рекомендовані коефіцієнти резерву

Глибина свердловини, м	0 – 1200	1200 – 2500	>2500
Диференціальний тиск пласта, МПа	1,5	2,5	3,5
Допустиме значення k_p	1,1 – 1,15	1,05 – 1,10	1,04 – 1,07

5.3. МЕТОДИ ВХОДЖЕННЯ В ПРОДУКТИВНУ ТОВЩУ

Метод входження – це порядок операцій, що проводяться в свердловині безпосередньо перед бурінням і під час розбурювання продуктивної товщі. У практиці буріння застосовують п'ять описаних далі методів (рис. 5.1) [26].

Перший метод (рис. 5.1, а). Продуктивний горизонт розкривається долотами того ж діаметра, що і вищерозміщені породи. У свердловину спускають експлуатаційну колону, нижня частина якої перфорована і виконує функцію фільтра.

Свердловина цементується вище продуктивної товщі. Метод застосовують при розрізі нестійких порід, продуктивний горизонт містить одну рідину, тобто він однорідний. Параметри промивальної рідини при розрізі продуктивної товщі та проходженні вищерозміщених порід практично однакові.

Другий метод (рис. 5.1, б). Відрізняється від першого тим, що після розбурювання в свердловину опускають експлуатаційну колону до вибою, потім цементують. Для з'єднання порожнини експлуатаційної колони з продуктивним пластом її перфорують (прострілюють велике число отворів). Метод застосовується при розрізі неоднорідних за складом флюїдів, малих і перемежовуваних пропластків, тобто тоді, коли потрібна селективна експлуатація.

Параметри промивальної рідини, як правило, при розтині не змінюються.

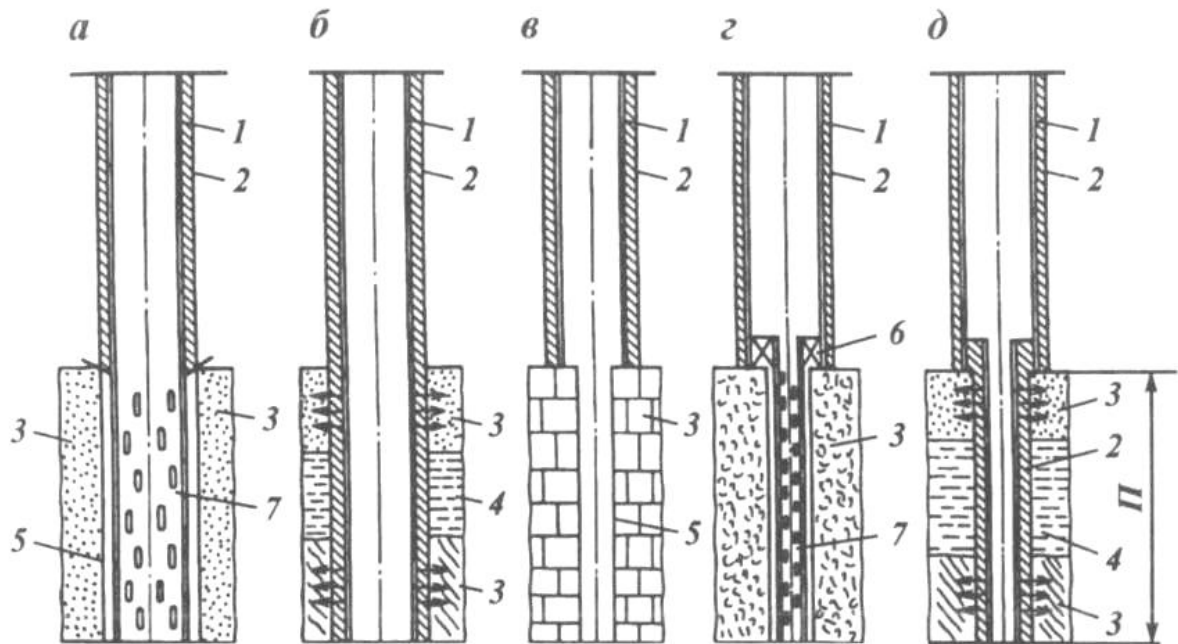


Рис. 5.1. Методи входження в продуктивну товщу:

- 1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – нафтоносні пласти; 4 – водоносні пласти; 5 – відкритий стовбур; 6 – пакер; 7 – фільтр; 8 – продуктивний пласт

Третій метод (рис. 5.1, в). Перед розкриттям продуктивної товщі вищерозміщену породу перекривають обсадною колоною, а також колону цементують. Потім продуктивну товщу проходять долотом меншого діаметра, залишаючи стовбур відкритим. Метод застосовується при розрізі стійких порід і однорідного флюїду. Параметри промивальної рідини підбираються тільки з урахуванням характеристики продуктивної товщі.

Четвертий метод (рис. 5.1, г). На відміну від попереднього методу, стовбур свердловини в продуктивній товщі обладнують фільтром, підвішеним в обсадній колоні, та ізольованим пакером. Метод застосовується при розрізі слабостійких порід і однорідних флюїдів.

П'ятий метод (рис. 5.1, д). При цьому методі після спуску обсадної колони до покрівлі продуктивного пласта і її цементування розкривають продуктивну товщу долотами меншого діаметра, а потім перекривають хвостовиком. Хвостовик цементують по всій довжині й перфорують проти заданих інтервалів. Метод застосовується при необхідності селективної експлуатації різних пропластків.

5.4. МЕТОДИКА ВИБОРУ СПОСОБУ ВХОДЖЕННЯ В ПРОДУКТИВНУ ТОВЩУ

При виборі способу входження в продуктивну зону слід [25 – 27]:

а) оцінити потужність продуктивної товщі, з'ясувати число проникних пластів на всьому інтервалі від покрівлі товщі до проектної глибини свердловини;

б) визначити характер насиченості всіх проникних пластів, тобто чи містять вони одну і ту ж рідину або насичені різними (один – водою, другий – нафтою, третій – газом і т. д.);

в) виявити стійкість порід продуктивної зони;

г) врахувати співвідношення коефіцієнтів аномальності пластів тисків у продуктивній товщі та в розташованих вище її проникних горизонтах й оцінити можливий ступінь забруднення продуктивної товщі буровим розчином у процесі буріння.

Приклад 5.1. Варіант А. Продуктивна товща залягає на глибині 2000 м і включає три проникних пропластка (потужність кожного 7 – 8 м): перший і третій – нафтоносні, другий – водоносний. Загальна потужність товщі – 80 м, пластовий тиск $P_{пл1}=19...20$ МПа. Над продуктивною товщею залягають аргіліти потужністю 25 м, а вище – доломіти з прошарками водоносних пісковиків, пластовий тиск $P_{пл2}=22$ МПа (рис. 5.2).

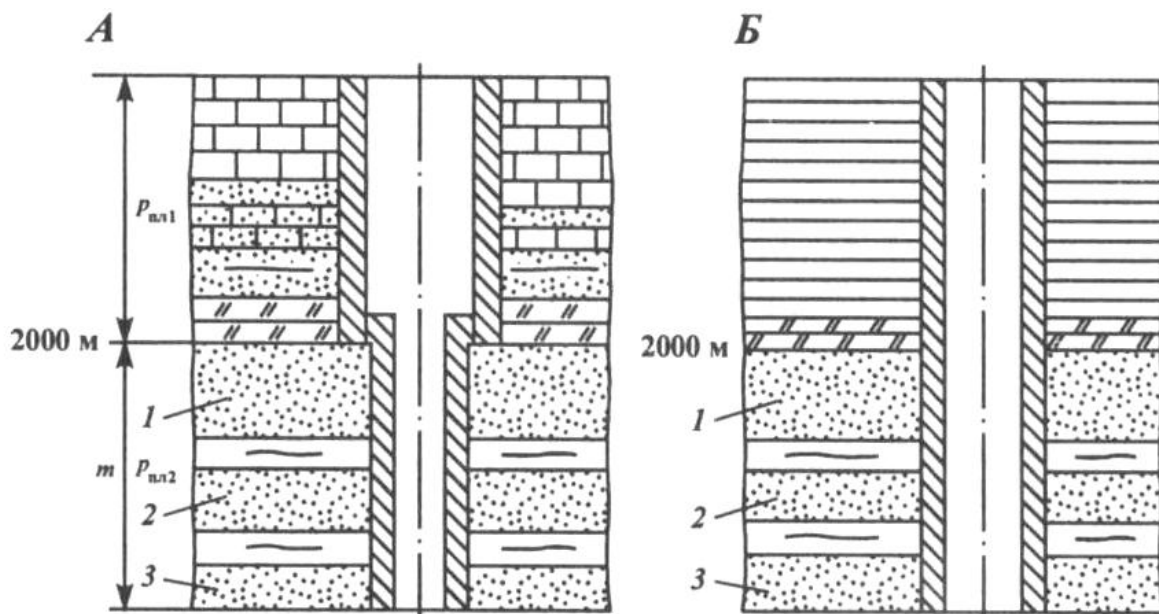


Рис. 5.2. Схема розкриття продуктивної товщі:

1, 2, 3 – продуктивні пласти; m – потужність продуктивних пластів

Розв'язування. Оцінюючи потужність продуктивного горизонту, число проникних пропластків та однорідність їх насичення, слід відзначити, що потрібний селективний відбір флюїду, тобто необхідно використання другого і п'ятого методів, які відповідають цій вимозі.

Визначимо коефіцієнти аномальності за формулою (5.3):

$$k_{a1} = 19,0 \dots 20,0 / (0,01 \cdot 2000) - 0,95 \dots 1,0;$$

$$k_{a2} = 22,0 / (0,01 \cdot 2000) = 1,1.$$

Якщо використовувати другий метод, то буде потрібна промивальна рідина з густиною, яку знаходимо так (див. формулу (5.7):

$$\rho_0 = 1,05 \cdot 1,1 = 1,15,$$

де $k_p = 1,05$.

Гідростатичний тиск, що діє на продуктивний пласт

$$P_{\text{ГСТ}} = 0,01 \cdot 1,15 \cdot 2000 = 23,0 \text{ МПа.}$$

Обчислимо різницю між гідростатичним тиском і пластовим у продуктивній зоні

$$P_{\text{ГСТ}} - P_{\text{ПЛІ}} = 23,0 - 19,0 = 4,0 \text{ МПа.}$$

З використанням розчину на водній основі можливе сильне забруднення продуктивної товщі.

Якщо застосовувати п'ятий метод, то знайдемо відносну густина промивальної рідини

$$\rho_0 = 1,05 \cdot 1,0 = 1,05.$$

Гідростатичний тиск, що діє при цьому на продуктивний пласт,

$$P_{\text{СТ}} = 0,01 \cdot 1,05 \cdot 2000 = 21,0 \text{ МПа,}$$

тоді різниця між гідростатичним і пластовим тиском буде

$$P_{\text{СТ}} - P_{\text{ПЛІ}} = 21,0 - 19,0 = 2,0 \text{ МПа,}$$

тобто вдвічі менше, ніж при використанні другого методу. Таким чином, тут краще використовувати п'ятий метод.

Варіант Б. Умови ідентичні, тільки вище аргілітів залягає однорідна товща глин (рис. 5.2).

Розв'язування. В даному варіанті при відсутності проникних пластів у породах, що лежать вище продуктивного горизонту, доцільно застосовувати другий метод. По-перше, це збільшить площу фільтрації нафти, а по-друге, при проходженні глинистих товщ можна використовувати розчини на нафтовій основі, що дозволить поліпшити стійкість глин, знизити тертя між бурильними трубами і стінками свердловини, а отже, підвищити швидкість буріння.

5.5. МЕТОДИ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ПРОНИКНОСТІ

При розрізі продуктивного пласта в ньому формується привибійна зона (ПЗП), де під впливом різних факторів відбувається помітне зниження його проникності і, як наслідок, падіння продуктивності свердловини. Як показує досвід, при введенні свердловини в експлуатацію пластовий флюїд виносить у стовбур свердловини частину бурового розчину, що надійшов у пласт його глинистої фази і фільтрату, а також частину тампонажного розчину. Іноді об'єм бурового розчину, що вимивається з пласта, досягає декількох кубічних метрів. Це видалення привнесених речовин, як правило, супроводжується на перших етапах роботи свердловини підвищенням її продуктивності, що свідчить про мимовільне очищення ПЗП.

Для інтенсифікації очищення пласта (зокрема примусової) застосовуються різні способи (методи). За способом впливу на пласт їх можна поділити на:

- механічний;
- фізико-хімічний;
- хімічний.

Механічний спосіб полягає в створенні в свердловині коливальних процесів, які викликають часті короточасні депресії і репресії на пласт, що сприяють промиванню ПЗП. Найбільш часто застосовують *фізико-хімічний* і *хімічний способи впливу*. При використанні *фізико-хімічного способу* очищення в пласт закачують розчин спеціально підібраних пар з оптимальною концентрацією і витримують там деякий час. У присутності ПАР відбувається деструкція емульсії, що сформувалася в ПЗП, і полегшується винос глини, яка проникла в пласт з буровим розчином.

Хімічна обробка пласта передбачає закачування в нього розчинів хімічно активних реагентів (соляної кислоти, глинокислоти і т.п.), їх хімічну взаємодію з мінеральним скелетом колектора і заповнення порового простору речовиною. Хімічна обробка за видом реагенту підрозділяється *на кислотну і глинокислотну*.

Застосування соляної кислоти для обробки пласта засноване на здатності вступати в реакцію з карбонатними породами (вапняками, доломітами) з утворенням розчинних речовин. Велике значення має правильне визначення початкової концентрації кислотного розчину і підбір інгібуючих добавок. Підвищена концентрація викликає інтенсивний вплив на породу і разом з тим підвищення концентрації утворення солей, що може ускладнити їх видалення з ПЗП. До того ж підвищена концентрація кислоти підсилює її корозійну дію на бурове обладнання та інструмент. При низькій концентрації потрібно набагато більший об'єм розчину, що закачується в пласт. Оптимальна концентрація соляної кислоти для обробки карбонатних порід – близько 10 %. Практичний досвід показує, що *при правильному проведенні кислотної обробки дебіт свердловин зростає в 5 – 6 разів*.

Глинокислотну обробку, тобто обробку сумішшю соляної і фтористої кислот, застосовують у породах з поліміктовим цементом для впливу на його глинисті фракції. Початковий склад глинокислоти підбирають залежно від складу порід, і в середньому він являє собою суміш 10 – 12% HCl і 1 – 3% HF. При хімічному впливі глинокислоти на різні фракції глинистого цементу утворюються різні речовини, деякі з них виділяються у вигляді гелю. Він відкладається в поровому просторі і, збагачений солями, може істотно погіршити проникність породи. Тому не рекомендується, щоб глинокислотний розчин надовго залишали у пласті. Найбільшу тривалість має реакція з гідрослюдами (до 4 год), отже, для повної реакції достатньо 6 год.

У порох зі змішаним цементом при підвищеному вмісті карбонатів (15 – 20% і більше) кращу ефективність забезпечує дворозчинна послідовна обробка ПЗП. Спочатку закачують розчин соляної кислоти, який вилуговує відкриті включення карбонатної речовини. Потім в ПЗП подають глинокислоту, яка, розчиняючи глинисті фракції, відкриває соляній кислоті доступ до раніше екранованих карбонатних частинок.

Технологічна схема хімічної обробки залежить від мети її проведення і зазвичай підрозділяється на чотири види обробки: вибою

свердловини, ПЗП, віддалених ділянок пласта і багаторазову обробку свердловини.

Вибій свердловини обробляють, створюючи кислотну ванну в стовбурі свердловини з метою очищення фільтра, перфораційних каналів в обсадній колоні та в цементному камені від залишків глинистого розчину і видалення глинистої кірки зі стінок свердловини у відкритому стовбурі. Деяка кількість кислотного розчину може проникнути в гірську породу і підвищити її проникність поблизу стовбура свердловини.

При обробці ПЗП кислотний розчин, що потрапив туди з глинистого розчину, продавлюють у колектор для видалення з ПЗП, а також для відновлення і підвищення проникності порід в ПЗП.

Віддалені ділянки пласта обробляють для розширення зони дренування пласта навколо стовбура свердловини. Для цього проводять багаторозчинну обробку привибійної і віддаленої зон пласта. У віддалену зону кислотний розчин можна закачувати з наповнювачем (відсортований пісок, скляні кульки та ін.) для закріплення тріщин, розкритих у результаті гідророзриву і вилуговування.

Багаторазову обробку ПЗП проводять у колекторах з поліміктовим цементом з низькою проникністю для її істотного підвищення.

У період підготовки свердловини до введення в експлуатацію і в процесі експлуатації практикуються й інші способи обробки пласта і підвищення його проникності: *гідророзрив порід в ПЗП, торпедування, віброобробка, закачування рідкого азоту в пласт перед проведенням кислотної обробки, термоакустичний вплив, стаціонарне і циклічне електропрогрівання та ін.*

За даними Е. Юбларисова та Е. Халімова, перспективним є спосіб використання спеціальних бактерій. Якщо помістити їх у свердловину, то вони утворюють колонії на поверхні промитого водою пісковика і незабаром надійними пробками перекриють усі великі пори. Експерименти показали, що проникність водонасичених порід зменшується при цьому на 60 – 80 %. Відповідно зростає віддача нафтоносних порід.

У ряді випадків досить закачувати в пласти тільки поживні речовини – аборигенну мікрофлору, тобто бактерії, що постійно живуть у нафтових пластах, вони спрацьовують не гірше привнесених ззовні. Бактерії для закачування в пласти не обов'язково вирощувати

спеціально. Аналогічний ефект дає так звана активна мул-речовина, що використовується для біологічного очищення стічних вод. У її складі є потрібні бактерії, а також найпростіші, гриби, дріжджі, іноді водорості. Досліди з бактеріями з 1981 р. ведуться на трьох родовищах: об'єднання «Башнафта» – Ігровському, Воядинському; Югомаш – Максимівському, і, як правило, дебіт свердловин після мікробіологічної обробки пластів різко збільшується. Бактерії допомогли башкирським нафтовикам добути додатково багато тисяч тонн нафти.

Оскільки при розкритті свердловиною продуктивного пласта, незважаючи на вжиті запобіжні заходи, уникнути його забруднення не вдається, розробка раціональної технології обробки привибійної зони пласта з метою відновлення і підвищення проникності породи – колектора в пристовбурній частині – має дуже велике значення. При розробці технології треба правильно вибрати спосіб обробки, склад застосовуваних реагентів і визначити оптимальну тривалість впливу на продуктивний пласт. У даний час для збільшення нафтогазовіддачі пласта виникнення в ПЗП мікророзривів породи колекторів розроблений спосіб, заснований на застосуванні пристроїв, що працюють на принципі створення цих мікророзривів за допомогою кавітаційних процесів.

5.6. СПОСОБИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Для вивчення газоносності геологічного розрізу, розкритого свердловиною, у ній проводять спеціальні дослідження. Їх обсяг, завдання і методи проведення залежать від цільового призначення свердловини. У пошуковій свердловині дослідження спрямовані на вирішення таких завдань: визначення газоносності окремих інтервалів і попередня оцінка їх промислової значущості. Дослідження, що виконуються в розвідувальній свердловині, повинні забезпечити отримання достатньо достовірних даних для підрахунку запасів і подальшого проектування системи розробки родовища. В експлуатаційній свердловині основна мета досліджень – визначення експлуатаційних характеристик пласта.

У дослідженні свердловин застосовують ряд методів оцінки продуктивності розрізу, які можна поділити на дві групи – непрямі й прямі. Методи, віднесені до першої групи, дозволяють отримати характеристики, що непрямым способом свідчать про можливість

присутності нафти або газу в дослідженому інтервалі. До непрямих методів належать оперативний геологічний контроль у процесі буріння і геофізичні методи дослідження в свердловині. Прямі методи базуються на безпосередніх свідченнях про присутність нафти або газу (відбір проби, отримання припливу і т. д.).

Для вивчення геологічного розрізу протягом усієї довжини свердловини широко застосовують геофізичні методи дослідження. Вони включають різні види свердловинного каротажу: електричний, радіоактивний, ядерно-магнітний, акустичний та ін. Геофізичні методи застосовують для вивчення геологічного розрізу, виділення інтервалів пористих і проникних порід, визначення властивостей колекторів. Ці методи використовують для промислової оцінки родовища.

Найбільш повну інформацію про досліджувані об'єкти і про виявлені продуктивні пласти можна отримати при використанні прямих методів, тобто заснованих на виклику припливу з пласта. У завдання дослідження прямим методом входять такі питання, як виявлення можливості отримання припливу нафти або газу з досліджуваного об'єкта, відбір проб пластової рідини для вивчення її складу і властивостей, встановлення співвідношення компонентів у пластовому флюїді, оцінка можливого дебіту з досліджуваного об'єкта, вимірювання пластового тиску, отримання вихідних даних для первісної оцінки колекторських властивостей об'єкта, розкритого свердловиною тощо.

За режимом роботи пласта ці методи поділяються на стаціонарні та експрес-методи. При стаціонарних методах дослідження проводять на сталому режимі фільтрації. До них можна віднести метод пробної експлуатації, коли спостереження ведуться протягом тривалого часу (до місяця і більше), і метод сталих відборів, коли спостереження і виміри здійснюють на декількох режимах, доведених до стабілізації припливу. Стаціонарні методи дозволяють отримати характеристику пласта та експлуатаційних можливостей свердловини, але не дозволяють судити про ступінь зниження проникності ПЗП.

На проведення досліджень за експрес-методом витрачається значно менше часу. Експрес-метод полягає в контролі за відновленням тиску в обмеженому об'ємі, що виникає на об'єкті, після виклику припливу з останнього. Іноді в малодобітних свердловинах застосовують експрес-метод дослідження на приплив, коли його контролюють за відновленням рівня рідини в свердловині, зниженого

в результаті відбору рідини зі стовбура. За технологією, застосовуваними технічними засобами та обсягом одержуваної інформації дослідження з використанням експрес-методу можна поділити на випробування і опробування. При проведенні випробувань ставляться більш широкі завдання, ніж при опробуванні. При опробуванні пласта обмежуються викликом припливу, відбором проби пластового флюїду та орієнтовним визначенням його дебіту.

На даний час практикуються два способи проведення досліджень в свердловині: знизу вгору і зверху вниз. При дослідженні за способом знизу вгору свердловину доводять до проектної глибини, закріплюють обсадною колоною, яку потім цементують. Випробування починають з самого нижнього об'єкта. У його інтервалі обсадну колоду перфорує і викликають приплив. Відбирають проби пластової рідини і проводять необхідні вимірювання. Після завершення випробування нижнього об'єкта вище перфорованої ділянки створюють цементний міст або встановлюють гумовий тампон, що витримує перепад тиску до 20 – 25 МПа. Потім перфорує обсадну колоду проти наступного (вищерозташованого) об'єкта, відзначають його і так само послідовно всі наступні об'єкти, переміщаючись знизу вгору. Звідси і сам спосіб отримав назву «знизу вгору». Цей спосіб розпочали широко застосовувати досить давно і користуються ним досі, проте в даний час відзначають ряд його суттєвих недоліків: забруднення у відкритому стовбурі пройдених об'єктів при добурюванні свердловини; перекручування результатів дослідження, а іноді й пропуски продуктивних горизонтів з низьким пластовим тиском; необхідність спуску і цементування обсадної колони, яка у даному випадку необхідна для роз'єднання досліджуваних об'єктів; підвищення витрат на будівництво свердловини, викликаних додатковими витратами на кріплення свердловини. Усунення зазначених недоліків цього способу дослідження об'єктів привело до створення спеціальних вимірювальних інструментів, які дозволили опробувати і випробувати кожен об'єкт у відкритому стовбурі свердловини відразу ж після розрізу і відмовитися від спуску обсадної колони. Зі створенням таких інструментів з'явився новий спосіб, який отримав назву способу «зверху вниз». У його технічному оснащенні є різні свердловинні інструменти, які за конструктивним виконанням, особливостями застосування і призначенням можна поділити на три типи: пластовипробувачі, що спускаються в свердловину на колоні бурильних або насосно-компресорних труб; апарати, що скидаються

всередину колони бурильних труб відразу після розрізу при бурінні наміченого об'єкта; апарати, що спускаються в свердловину на каротажному кабелі. Найбільш повну інформацію про досліджуваний об'єкт отримують за допомогою пластовипробувача на колоні труб. Апарати другого і третього типів дозволяють здійснити тільки випробування пласта, тому їх часто називають випробувачами. Випробувач, що скидається всередині бурильної колони, дозволяє викликати приплив відразу після розрізу досліджуваного об'єкта і відбирати пробу пластової рідини. Для використання даного методу над долотом встановлюють спеціальний пакеруючий пристрій.

За відсутності пробовідбирача пакеруючий елемент стиснутий і не перешкоджає проході бурового розчину по затрубному зазору (рис. 5.3, I). Після спуску пробовідбирача в пакеруючий пристрій відкриваються канали, через які буровий розчин під тиском подається під пакеруючий елемент і викликає його розширення аж до повного контакту зі стінками свердловини і перекриття кільцевого зазору. Таким чином, відбувається ізоляція привибійної частини свердловини (рис. 5.3, II). З підвищенням тиску всередині бурильних труб у пробовідбирачі відкривається клапан і тиск у підпакерній зоні різко падає, викликаючи приплив пластового флюїду (рис. 5.3, III). Він надходить у пробовідбирач, одночасно реєструючим манометром записується крива відновлення тиску (у деяких конструкціях передбачена подача сигналу від манометра на поверхню по кабелю). Після закінчення часу, відведеного на випробування, тиск у бурильній колоні знижують, що призводить до закриття клапана пробовідбирача і поступового повернення пакера в початкове положення. Пробовідбирач піднімають за допомогою кабелю і захоплювача (овершота) на поверхню, буріння триває. У деяких випадках пробовідбирач витягують на поверхню разом з бурильною колоною.

Пробовідбирач, що спускається на каротажному кабелі, застосовують у тих випадках, коли необхідно досліджувати пласт на окремих рівнях, наприклад, для простежування зміни проникності відповідно до потужності пласта, визначення положення водонафтового контакту тощо. Після підйому бурильної колони пробовідбирач спускають у свердловину на задану глибину (рис. 5.4, I).

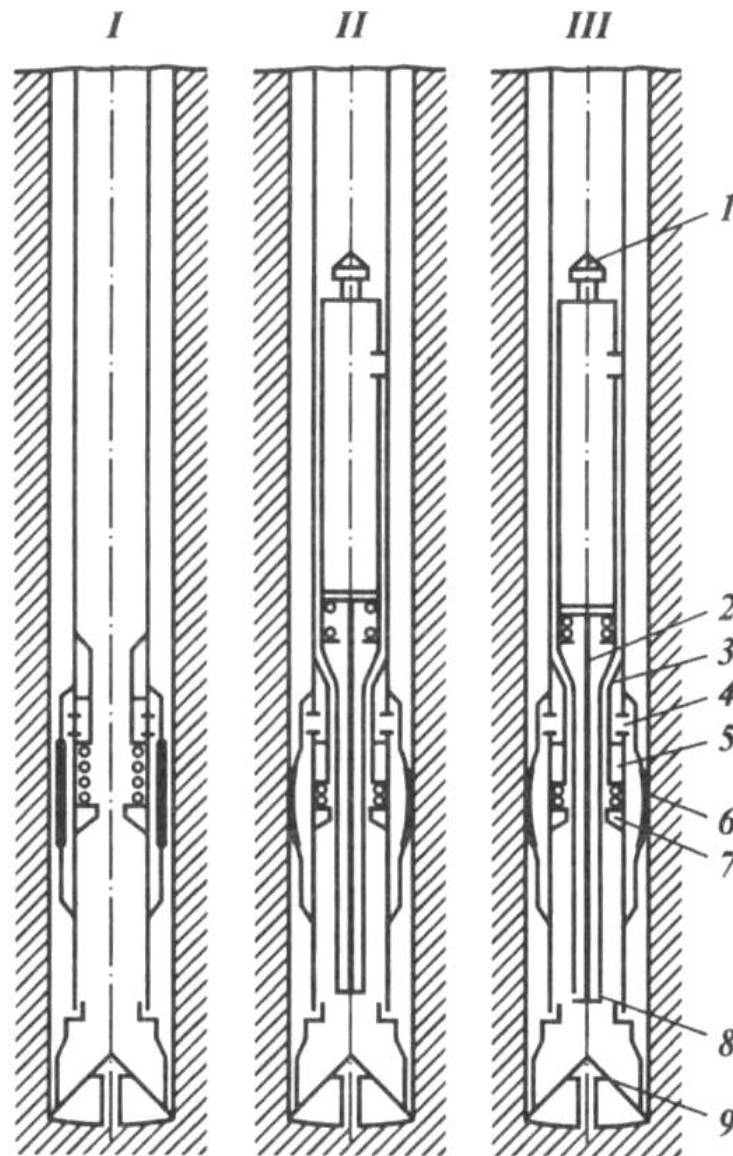


Рис. 5.3. Етапи роботи випробувача, що скидається всередину бурильної колони:

- 1 – гіпсова головка; 2 – ґрунтонос; 3 – сідло запірного пристрою;
4 – впускне вікно; 5 – відсікач; 6 – пакеруючий пристрій; 7 – нижнє сідло випробувача; 8 – впускний клапан; 9 – долото

З поверхні по кабелю у вигляді електричного імпульсу подають команду на висунення упорного башмака. Він притискає до обмеженої ділянки стінки стовбура свердловини ущільнювальну подушку, яка ізолює невелику площу відкритої поверхні пласта. За командою з поверхні підривають кумулятивний заряд, і в ізольованій частині пласта утворюється канал, по якому пластовий флюїд надходить у нижню місткість випробувача (рис. 5.4, II).

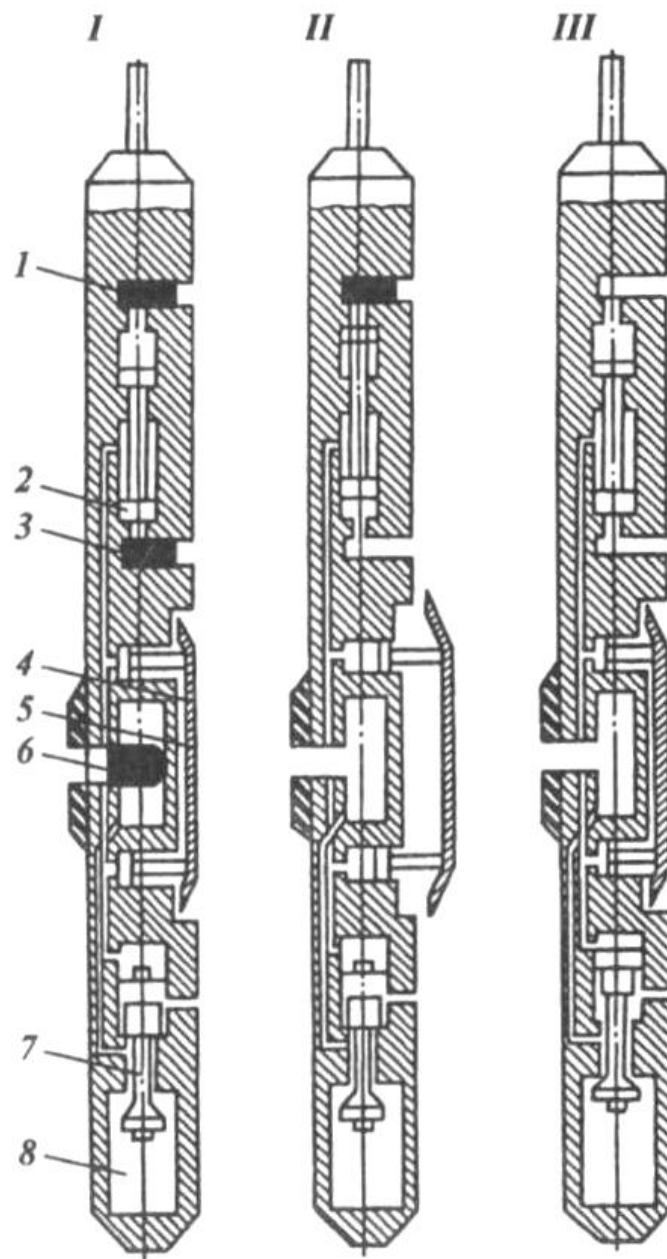


Рис. 5.4. Етапи роботи пробовідбирача на кабелі:
1 – верхній заряд і заглушка; 2 – диференціальний поворотний поршень; 3 – нижній заряд і заглушка; 4 – притискна лапа;
5 – герметизуюча накладка; 6 – кумулятивний заряд;
7 – впускний клапан; 8 – балон

Реєструючий манометр записує відновлення тиску в місткості відповідно до міри її заповнення. Спрацьовування гідравлічної системи пробовідбирача в кінці дослідження приводить до закриття вхідного клапана місткості, у результаті відібрана проба замикається, знімається надлишковий тиск під притискним черевиком і під дією пружини він повертається в транспортне положення (рис. 5.4, III). Пробовідбирач витягують на поверхню.

5.7. ВИПРОБУВАЧІ ПЛАСТІВ

З експрес-методів прямих пошуків покладів нафти і газу, що застосовуються при дослідженнях в свердловині, найбільшого поширення набув *метод з використанням пластовипробувачів, що спускаються на колоні труб*. Його застосовують для випробування об'єктів відразу після їх розрізу, і тому при дотриманні правильної технології випробування він дозволяє отримати найбільш достовірну оцінку продуктивності розрізу. Випробувач пластів застосовують і в обсаджених свердловинах, зокрема [6, 25 – 27, 29, 33, 35]:

- при освоєнні пластів з низьким пластовим тиском – для очищення привибійної зони;
- для випробування обсаджених колон на герметичність і виявлення в них ділянок порушення герметичності;
- при інших роботах, коли в обмеженому об'ємі стовбура свердловини треба створити депресію.

Сучасний пластовипробувач являє собою сукупність інструментів, апаратів і приладів, скомпонованих разом для виконання функцій, необхідних при випробуванні пласта і проведенні вимірювань. Пластовипробувач існуючої конструкції називається комплектом випробувальних інструментів (КВІ). Розробкою надійної конструкції КВІ займалися давно. Дуже вдалі конструкторські розробки для свого часу були зроблені ще в середині 50-х років ХХ століття. Була створена конструкція випробувача пластів з гідравлічним реле часу. Застосовувані нині комплекти пластовипробувачів мають кілька типорозмірів, які охоплюють увесь діапазон діаметрів свердловин від 76 до 295,3 мм (табл. 5.1).

Основні вузли пластовипробувача наведені на рис. 5.5.

Гідравлічний випробувач пластів «ВПГ» – головна ланка пластовипробувача. Він оснащений зрівнювальним і приймальним клапанами.

Зрівнювальний клапан у відкритому стані забезпечує гідравлічний зв'язок між підпакерним і надпакерним просторами, зрівнюючи в них гідростатичний тиск, а також служить для пропуску рідини при спуску і підйомі КВІ, щоб уникнути ефекту поршня.

Таблиця 5.1

Технічна характеристика комплектів випробувальних інструментів

Параметри	КВІ-65	КВІ-95	КВІ-146
Зовнішній діаметр корпусу, мм	65	95	146
Діапазон діаметрів скважин, мм	76 – 109	109 – 150	190 – 295
Загальна довжина комплекту, м	20,0	21,6	17,8
Загальна маса комплекту, кг	300	910	1200
Допустиме навантаження, кН:			
– стискання	150	300	600
– розтягування	100	250	400
Допустимий зовнішній тиск, МПа	80	80	70
Максимальна температура навколишньої середовища, °С, для комплекту:			
– зі звичайною гумою	130	130	130
– з термостійкою гумою	200	200	200

Після закінчення певного проміжку часу після закриття зрівняльного клапана спрацьовує спеціальне гідравлічне реле часу, що керує приймальним клапаном. Він відкриває доступ пластовому флюїду в бурильну колону над пластовипробувачем. Реле часу спрацьовує під впливом стискання від навантаження, що виникає при частковому розвантаженні бурильної колони на вибій (на 60 – 120 кН). Після закінчення випробування під дією розтяжного зусилля приймальний клапан закривається. Запірний поворотний клапан закривається обертанням бурильної колони з поверхні та служить для перекриття прохідного каналу в бурильну колону. Після його закриття записується процес відновлення тиску в підпакерному просторі. Є *одно- і багатоциклові запірні-поворотні клапани.*

Циркуляційний клапан вводять у комплект над запірним поворотним клапаном для відновлення циркуляції бурового розчину по стовбуру свердловини. Для його спрацьовування необхідно, щоб тиск усередині бурильної колони на 7 – 10 МПа перевищував зовнішній гідростатичний тиск.

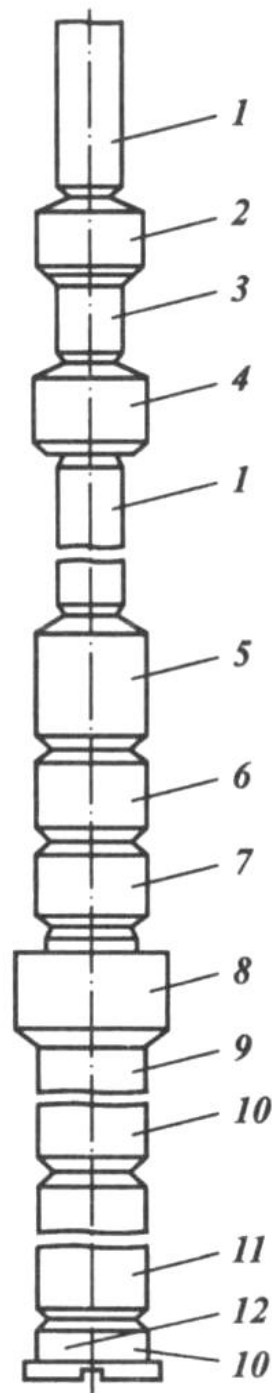


Рис. 5.5. Схема пластовипробувача:

1 – бурильні труби; 2 – циркуляційний клапан; 3 – глибинний манометр; 4 – запірний поворотний клапан; 5 – гідравлічний випробувач пластів; 6 – яс; 7 – безпечний перевідник; 8 – пакер; 9 – фільтр; 10 – місце розташування глибинних манометрів; 11 – хвостовик; 12 – опорний башмак (п'ята)

У комплект КВІ входить також кілька *глибинних манометрів*, їх поміщають у приладовому патрубку і встановлюють у різних вузлах для запису зміни тиску. Одночасне використання декількох манометрів дозволяє контролювати достовірність отриманої

інформації про зміну тиску і надійність спрацьовування систем пластовипробувача. Перевірку здійснюють зіставленням діаграм, записаних у різних пунктах. *Застосовують реєструючі манометри поршневого або гелікоїдального типу.* Поршневі манометри використовують частіше, хоча за терміном служби і точністю вимірювання вони поступаються геліксним. Разом з манометром можна застосовувати реєструючий термометр. Під час проведення досліджень у свердловині системами пластовипробувача керують з поверхні. Відповідно до команд пластовипробувач виконує такі функції: ізоляція інтервалу стовбура свердловини проти досліджуваного об'єкта від іншої його частини, виклик припливу пластового флюїду створенням депресії на пласт, відбір проб пластового флюїду на дослідження, спостереження за відновленням тиску в підпакерній зоні. Реєстрацію еволюцій тиску виконують автоматично протягом усього періоду знаходження пластовипробувача в свердловині в межах ресурсу робочого часу манометра.

Пластовипробувач виконує функції в такому порядку:

– під дією зусилля стиснення за рахунок розвантаження на вибої частини ваги колони бурильних труб спрацьовує пакеруючий пристрій та ізолює випробовуваний об'єкт від інших проникних зон в стовбурі свердловини і від впливу гідростатичного тиску потоку рідини; на цій стадії надпакерна і підпакерна зони сполучаються між собою (рис. 5.6, I);

– після закінчення певного часу в результаті спрацьовування гідравлічного реле закривається зрівнювальний клапан (рис. 5.6, II), а потім відкривається приймальний клапан «ВПГ» (рис. 5.6, III), через який підпакерний простір сполучається з внутрішньою порожниною бурильних труб, лише частково заповнених рідиною, тиск під пакером різко падає до рівня гідростатичного тиску стовпа рідини в колоні труб, і на досліджуваній об'єкт діє депресія, провокуючи приплив пластового флюїду всередину бурильної колони; при інтенсивному припливі на кінці відповідного трубопроводу на усті відзначається вихід повітря, рідини, що заповнюють колону, і навіть пластового флюїду; за допомогою реєструючого дебітометра можна записати зміну припливу в міру заповнення колони труб;

– обертанням колони труб з поверхні закривають запірний поворотний клапан і записують при закритому припливі кінцеву криву відновлення тиску;

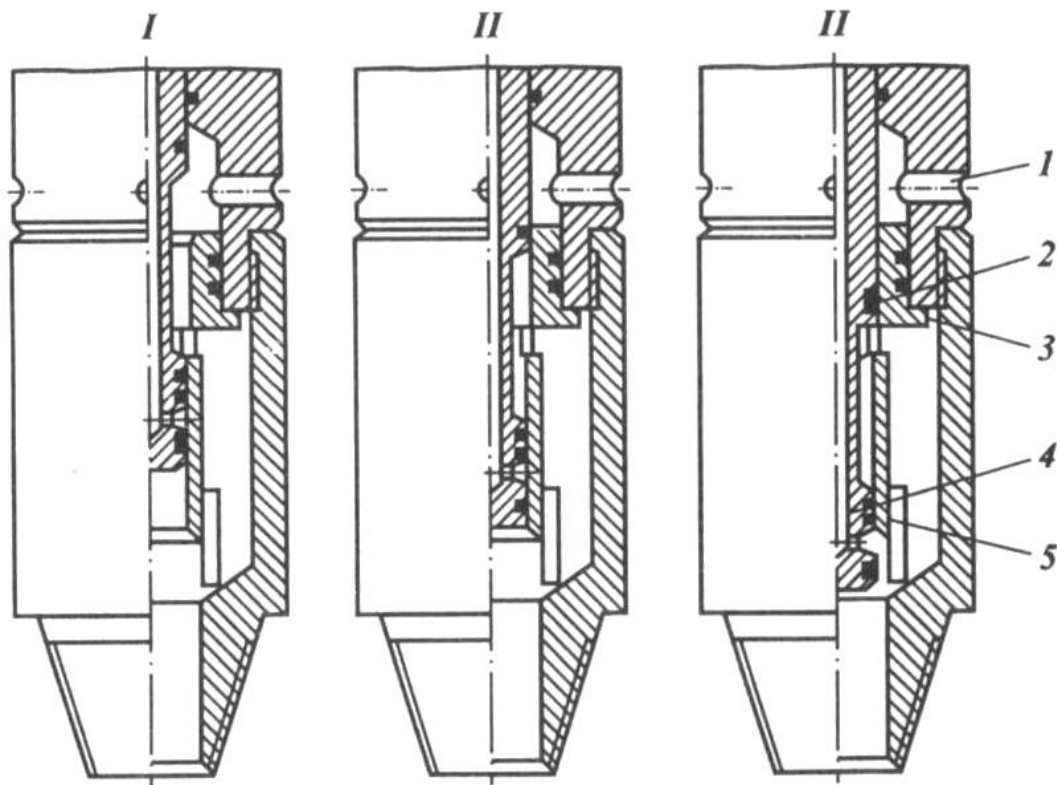


Рис. 5.6. Етапи роботи клапанів гідравлічного випробувача пластів «ВПГ»: 1 – зрівнювальні канали; 2 – ущільнювач зрівнювального клапана; 3 – гільза зрівнювального клапана; 4 – приймальний клапан; 5 – гільза приймального клапана

– на кінцевому етапі дають натяжку інструменту; під впливом натягу закривається приймальний клапан «ВПГ» і через час відкривається зрівнювальний клапан, що відновлює гідравлічний зв'язок підпакерної зони з надпакерною; тиск у них вирівнюється, і під впливом натягу пакер стискається; у деяких випадках для його звільнення доводиться використовувати яс; у разі прихвату пакера або компонування фільтра пластовипробувач розгвинчують у місці безпечного перевідника.

На поверхні пластовипробувач розбирають і витягують діаграми реєструючих приладів. Пластовипробувачі типу «КВІ» мають істотні недоліки: вони належать до випробувачів одноциклової дії, повторне випробування можливо тільки після підйому і спуску інструменту; деякі вузли недостатньо надійні; сфера надійної роботи пластовипробувача обмежується тиском не більше 40 МПа.

Підвищення достовірності випробування пов'язане з можливістю проведення повторних циклів і зіставлення їх результатів. Для проведення повторних багатоциклових випробувань розроблені пластовипробувачі серії «МВГ» (табл. 5.2).

Технічна характеристика пластовипробувачів серії «МВГ»

Параметри	МВГ-127	КВІ-146
Зовнішній діаметр корпусу, мм	127	146
Діапазон діаметрів свердловини, мм	195 – 243	190 – 295
Загальна довжина комплекту, м	27,2	27,4
Загальна маса комплекту, кг	5680	5440
Допустиме навантаження, кН:		
– стискання	1250	1500
– розтягування	600	700
Допустимий зовнішній тиск, МПа	100	–
Максимальна температура навколишнього середовища, °С, для комплекту:		
– зі звичайною гумою	130	130
– з термостійкою гумою	200	200

Багатоцикловий гідравлічний випробувач пластів дозволяє при одноразовому спуску проводити кілька повних циклів випробувань об'єкта. Кожен цикл включає дві основні операції: виклик припливу з пласта і контроль відновлення тиску. У комплект пластовипробувачів серії «МВГ» входить багатоцикловий випробувач пластів «ВПМ-2» (рис. 5.7).

Завдяки гідравлічній неврівноваженості запірної гільзи, тобто дії на неї надлишкової гідростатичної сили, що фіксує її в нижньому положенні (рис. 5.8), з'являється можливість багаторазового відкриття і закриття запірної клапана при закритому зрівнювальному клапані.

При відкритому приймальному клапані паркер сполучається з внутрішньою порожниною колони труб, у цей період створюється депресія на пласт і здійснюється виклик припливу рідини (нижнє положення штока).

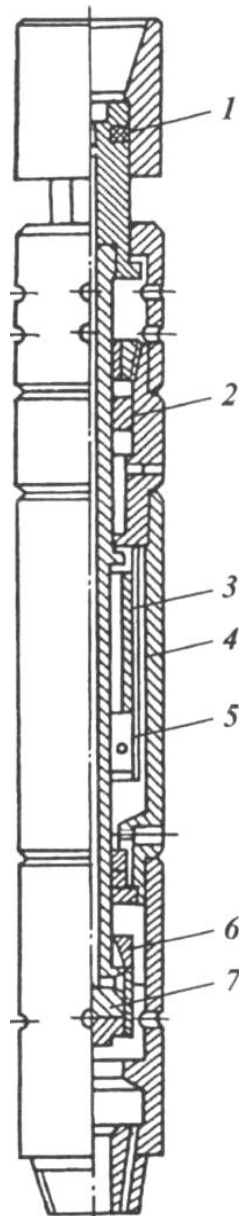


Рис. 5.7. Багатоцикловий випробувач пластів «ВПМ-2»:
1 – змінний штуцер; 2 – рухоме ущільнення; 3 – гальмовий поршень;
4 – калібровані канали; 5, 6 – проміжна і запірні гільзи;
7 – приймальний клапан

При підйомі штока до входження приймального клапана всередину запірної гільзи надходження рідини в бурильну колону переривається і тиск у підпакерній зоні відновлюється. Щоб уникнути передчасного відкриття зрівнювального клапана, над «ВПМ-2» встановлюють телескопічний розсувний механізм з вільним ходом 1,5 м. Його гідравлічна неврівноваженість нижче, ніж у запірної гільзи, і після закриття приймального клапана запірні гільзи залишаються закритими доти, поки не буде вичерпано вільний хід у розсувному механізмі. Багатоцикловий випробувач оснащений

двоцикловим запірним поворотним клапаном, реєструючим манометром геліксного типу «МВГ-1», ясом закритого типу, для якого розтяжне зусилля не залежить від гідростатичного тиску в стовбурі свердловини, та безпечним перевідником. Для надійної ізоляції встановлюють два пакери вдосконаленої конструкції «ПЛР-2» з розподільником тиску. Незважаючи на те, що в конструкції випробувача «МВГ» використані новітні розробки окремих вузлів, залишаються ще деякі недоліки. Так, окремі вузли (циркуляційний клапан, випробувач пластів та ін.) мають досить складну конструкцію, багато вузлів після кожного спуску в свердловину слід розбирати й обов'язково робити ревізію. Для підвищення надійності інструменту необхідно спростити конструкцію вузлів пластовипробувача.

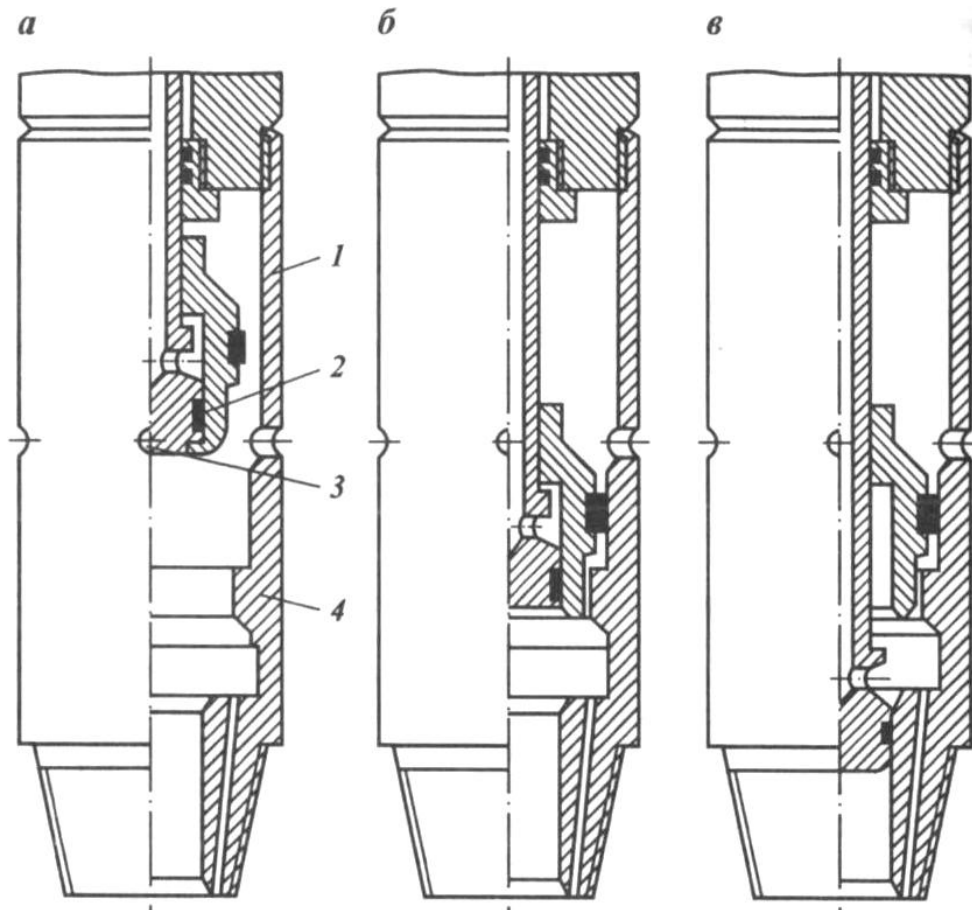


Рис. 5.8. Схема роботи клапанів випробувача пластів «ВІМ-2»:
а, б – зрівнювальний клапан відповідно відкритий і закритий;
в – приймальний клапан відкритий; 1 – запірні гільза;
2 – приймальний клапан; 3 – отвори зрівнювального клапана;
4 – нижній корпусний перевідник

На даний час в Україні широке застосування знайшов пластовипробувач КВІ-65 з камерою конструкції УкрНДІгаза [30, 31].

Випробувач пластів КВІ-65 призначений для:

- виклику припливу газів і рідини з випробовуваного пласта;
- відбору пластових проб газів і рідин під вибійним тиском;
- визначення газо-гідродинамічних параметрів пласта.

До складу комплекту випробувальних інструментів входять (рис. 5.9): хвостовик 2 із вибійним башмаком 1; запірний перевідник 3 (при установці двох пакерів – рис. 8, б); циліндричні пакери 4 (при установці одного пакера – рис. 8, а й при установці двох пакерів – рис. 8, б); фільтр з глибинними манометрами 5; гідравлічний якірний свердловинний знімач 7; гідравлічний випробувач пластів першої збірки 8; пробовідбірна камера 9; запірний клапан пробовідбірної камери 10, запірно-поворотний клапан 11, циркуляційний клапан 12; бурильні штанги 13, глибинні манометри 14; манометр 15; засувка високого тиску 16; газовий лічильник 17; засувка малого тиску 18.

При необхідності між запірно-поворотним і циркулярним клапанами ставиться гідравлічний випробувач пластів другого складання.

Досвід роботи в Донбасі показав, що в компонування КВІ-65 досить вводити хвостовик з фільтром (рис. 5.10, а), пакер (рис. 5.10, б), випробувач пластів гідравлічний (рис. 5.10, в), пробовідбірну камеру (рис. 5.10, г) і запірно-поворотний клапан (рис. 5.10, д).

У складних умовах випробування над ВПГ-65 встановлюється гідравлічний яс, за допомогою якого можливо проводити ходіння з ударними навантаженнями в разі прихвата низу випробувальних інструментів, а над ЗП-65 можна встановлювати циркуляційний клапан для запобігання синонування при підйомі та проведенні промивання.

Хвостовик призначений для регулювання висоти встановлення пакера над вибоєм свердловини та опори на вибій. Складається він з бурильних штанг залежно від потужності випробовуваного пласта і стійкості стінок свердловини. Низ хвостовика обладнується заглушкою. При випробуванні малопотужних пластів хвостовик може бути відсутнім. Найбільша довжина хвостовика рекомендується до 30 м.

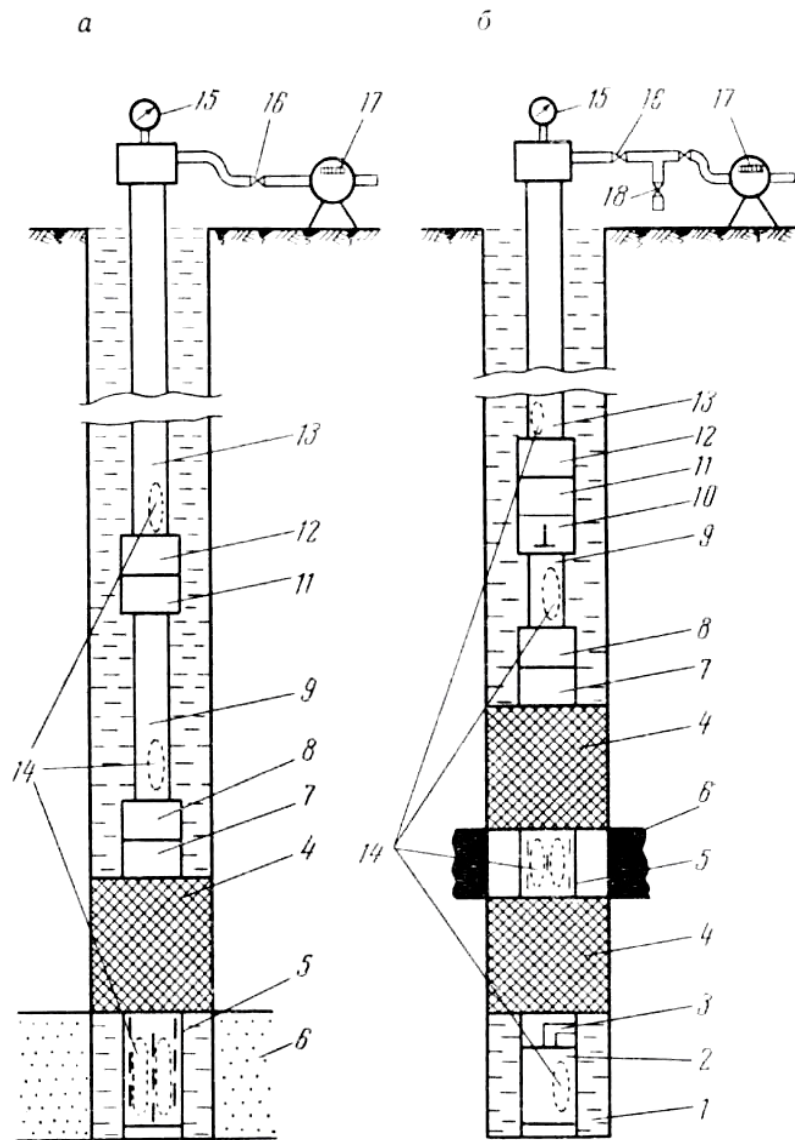


Рис. 5.9. Схема компонування та обв'язки КВІ-65 при випробуванні пластів у необсадженому стовбурі свердловини

Технічна характеристика КВІ-65

Граничні значення діаметрів свердловин для КВІ-65, мм	75 – 102
Діаметр гумових елементів, мм	67 – 72, 87 – 92
Зовнішній діаметр комплекту, мм	65
Довжина комплекту в розтягнутому положенні, м	11
Сумарний робочий хід при стисненні, мм	600
Допустиме стискаюче навантаження, тс	5
Допустиме розтягуюче навантаження, тс	15

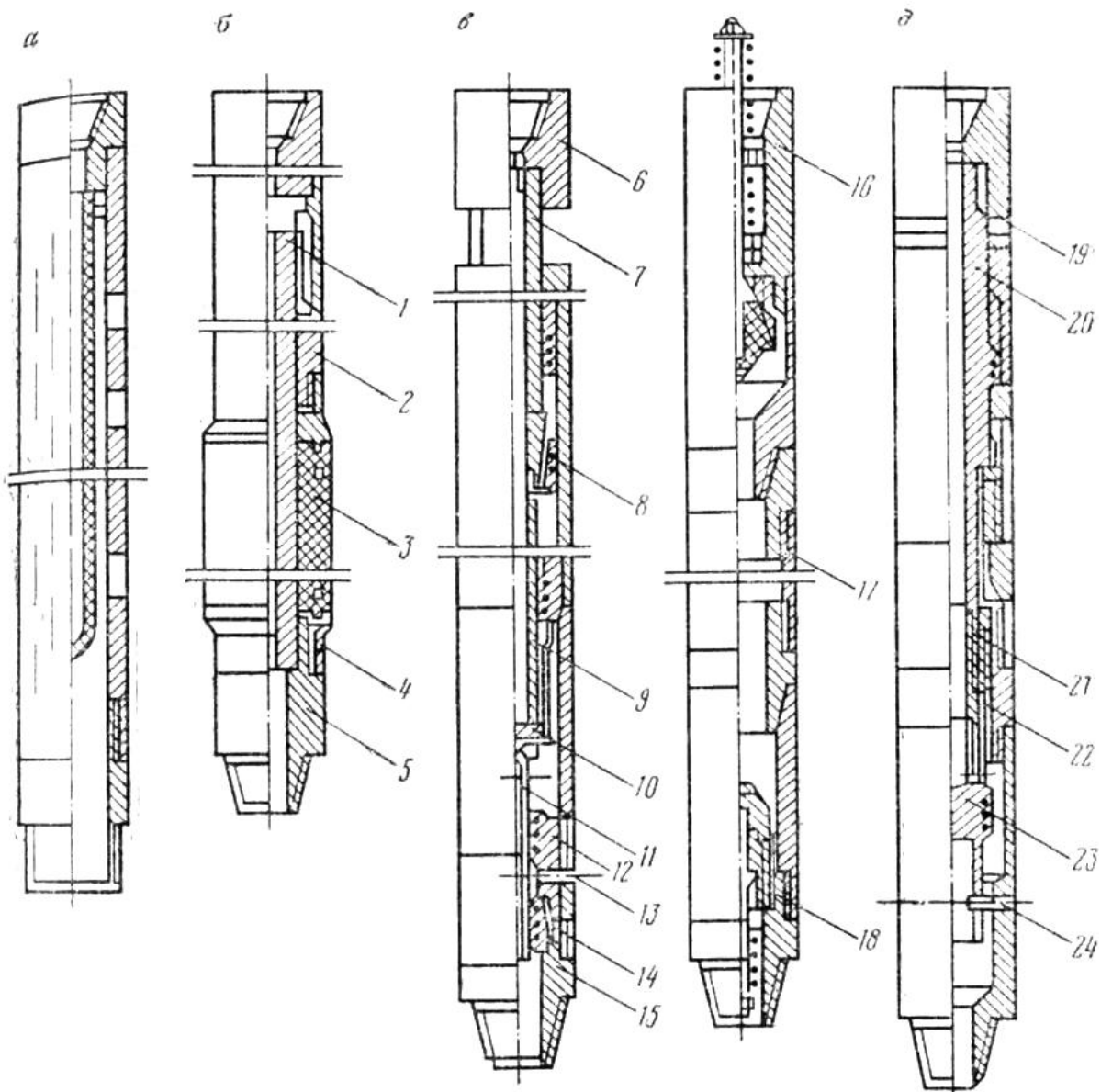


Рис. 5.10. Схема приладів комплексу випробувальних інструментів КВІ-65: а – подвійний фільтр Ф-65; б – пакер циліндричний ПЦ-65; в – випробувач пластів гідравлічний ВПГ-65; г – пробовідбірна камера конструкції УкрНДГаза; д – клапан запірний поворотний ЗП-95

Фільтр Ф-65 (рис. 5.10, а) призначений для надходження пластового флюїду в порожнину випробувальних інструментів і бурильних труб, обмеження розміру твердих частинок, що надходять разом з флюїдом з пласта в канали КВІ-65, і установлення глибинних реєструючих манометрів. При випробуванні вугільних пластів використовується фільтр зі скловолокна на епоксидній смолі.

Фільтр складається з двох секцій товстостінних труб діаметром 65 мм зі щілоноподібними отворами, розташованими в шаховому порядку; на кінцях його є перевідники для з'єднання з хвостовиком і

пакером. Глибинні манометри вставляються в фільтр перед початком спуску випробувальних інструментів у свердловину. Довжина фільтра для умов Донецького басейну може бути в межах від 0,5 до 3 м залежно від потужності та виду досліджуваного горизонту. Перед спуском у свердловину перевіряється чистота щілиноподібних отворів фільтра і надійність різбових з'єднань. Фільтр завжди встановлюється проти випробовуваного пласта.

Пакер циліндричний ПЦ-65 (рис. 5.10, б) призначений для роз'єднання випробовуваного пласта від іншої частини свердловини і складається з остова і гумового елемента 3. Остов являє собою корпус 2 діаметром 65 мм, усередині якого по осьовій лінії переміщається на шліцах порожнистий шток 1. Гумовий елемент надівається на шток і кріпиться зверху нарізки до корпусу, а знизу підтискається гайкою 4, нагвинченою на нижній перевідник 5.

При досягненні вибою свердловини створюється осьове навантаження, під дією якого гумовий елемент, зменшуючись у довжині, збільшується в діаметрі, забезпечуючи герметизацію стовбура свердловини. Перед складанням пакера спочатку перевіряється цінність гумового елемента і потім шляхом стиснення – відсутність значних даткових деформацій.

Технічна характеристика ПЦ-65

Діаметр корпусу, мм	65
Діаметр резинового елемента, мм	67 – 72, 87 – 92
Довжина, мм	1700
Маса, кг	21
Найбільший діаметр пакера, мм	102
Найменший діаметр пакера, мм	75
Допустимий перепад тиску, кг/см ²	250

Гідравлічний яс встановлюється в складних умовах випробувань над "ВПГ-65". Він дає можливість проводити ходіння інструменту з ударними навантаженнями в разі прихвату нижньої частини інструменту в свердловині.

Випробувач пластів гідравлічний "ВПГ-65" призначений для герметизації порожнини бурильних труб у процесі спуско-підйомних операцій, сполучення трубного простору з підпакерним, вирівнювання

тиску під пакером і над ним, передачі крутного моменту на нижчерозташовану частину компонування. Випробувач пластів (рис. 5.10, в) має корпус з перевідниками, внутрішню рухому в осьовому напрямку систему клапанів і масляне реле часу. Крутний момент передається через верхній шліцьовий шток 7.

Принцип дії. У розтисненому стані (нормальне положення) впускний клапан 9 спільно з гільзою 10 герметизують трубний простір; перепускний клапан, що складається із штока 11 і ущільнень 12, 14, з'єднує через отвір в перехіднику 13 затрубний простір над пакером і під пакером з метою полегшення зняття пакера в кінці випробування.

Під час створення осьового навантаження перед початком випробування обраного об'єкта рухома частина "ВПГ-65" плавно переміщається вниз на відстань 150 мм, при цьому впускний клапан відкривається, з'єднуючи трубний простір з підпакерним, а перепускний клапан перекриває сполучення із затрубним простором. Таким чином, внутрішня порожнина бурильних труб, сполучаючись з ізольованим пластом, викликає в останньому необхідну депресію шляхом зниження протитиску на пласт. Плавність відкриття "ВПГ-65" забезпечується наявністю масляного реле часу 8, яке за допомогою перепуску масла МС-20 по конічному зазору з нижньої камери в верхню гальмує переміщення приладу вниз. Час стиснення "ВПГ-65" можна регулювати товщиною кілець, що визначають величину зазору конусної пари. Реле часу запобігає передчасному відкриттю "ВПГ-65" під час посадок і зупинок на уступах при спуску інструменту в свердловину. Розтиснення "ВПГ-65" реле часу не перешкоджає. В кінці випробування натягування інструменту переміщують рухому частину ВПГ-65 в початкове положення, при цьому трубний простір герметизується, а тиск в підпакерному просторі зрівнюється із затрубним і надпакерним, що створює умови для легкого зняття пакера. У верхньому перевіднику "ВПГ-65/6" передбачено місце для установлення каліброваного штуцера з метою регулювання припливу рідини або газу в колонку над випробувачем пластів.

Після кожного випробування "ВПГ-65" розбирається, перевіряється стан усіх ущільнень і чистота прохідних отворів, тертьові частини змащуються солідолом, потім випробувач знову складають. Перевірити надійність "ВПГ-65" можна шляхом його опресування в розтисненому стані за допомогою спеціальної опресувальної машинки з ручним приводом. Опресування

проводиться з нижньої і верхньої сторін на величину до 250 кгс/см² протягом 1 – 3 хв. Перевірка реле часу здійснюється гідравлікою бурового верстата або спеціальним пристосуванням. Часткове розбирання випробувача пластів проводиться на помості бурової розгвинчуванням деталей корпусу від низу до верху (до масляної камери), тобто відкручуються три перевідники. Із впускного клапана знімається гільза 10 і випробувач промивається водою зверху вниз. Перевіряються всі ущільнювальні кільця впускного і перепускного клапанів, зрізані й пошкоджені елементи замінюються. Після змащення всіх внутрішніх деталей солідолом встановлюють на місце гільзу, яка повинна переміщатися від зусилля руки. Циліндричні нарізки кріпляться ключем з моментом не більше 35 кг·м, а замкові – механічним ключем на усті свердловини.

Технічна характеристика "ВПГ-65"

Довжина випробувача пластів, мм	2200
Зовнішній діаметр, мм	65
Довжина ходу, мм	150
Маса, кг	45,5
Допустиме навантаження, тс:	
– при стисненні	5
– при розтягуванні	15
Допустимий перепад тиску, кгс/см ²	250

Пробовідбірна камера конструкції УкрНДІгаза [33] призначена для утримання і збереження пластових проб газу і рідини під відновленим тиском, а також для установлення глибинних приладів (манометрів, термометрів та ін.). Пробовідбірна камера (рис. 5.10, г) складається з верхнього 16 і нижнього герметизуючих вузлів 18 та укладеного між ними перевідника 17, що є місцем установлення глибинного манометра й місткістю для пластових проб. Залежно від характеру випробування об'єм пробовідбірної камери можна збільшувати додатковим введенням секції з бурильної труби між герметизуючим вузлом і перевідником.

Пробовідбірна камера встановлюється між "ВПГ-65" і запірно-поворотним клапаном ЗП-65, при цьому шток верхнього герметизуючого вузла впирається торцем у хвостовик ЗП-65, а клапан по осі відкривається на 2 – 2,5 см. В такому положенні потік газу або

пластової води, долаючи дію зворотного клапана нижнього герметизуючого вузла, безперешкодно проходить через пробовідбірну камеру в клапан ЗП-65 і бурильні труби. Після закінчення відкритого періоду припливу обертанням колони бурильних труб закривається запірно-поворотний клапан, хвостовик переміщається вгору, а пов'язаний з ним клапан верхнього герметизуючого вузла закривається і герметизує пробовідбірну камеру. Тиск пластового флюїду в закритий період припливу повністю передається в порожнину камери через нижній зворотний клапан.

Технічна характеристика пробовідбірної камери

Довжина камери в складеному вигляді, мм	2900
Діаметр, мм	65
Допустимий тиск газу в камері, кгс/см ²	300

Зміна тиску в камері має проходити тільки в бік збільшення до розміру відновленого пластового. Самоущільнюючі конічні підпружинні клапани розраховані на утримання природних вуглеводневих газів під тиском до 300 кгс/см². За допомогою глибинного манометра контролюються зміни тиску в камері.

Відбір пластових проб газу здійснюється на усті свердловини в такій послідовності: відгвинчують від верхнього герметизуючого пристрою ЗП-65, нагвинчують спеціальну головку (рис. 5.11) із зразковим манометром, заливають порожнину головки з відводами пластовою водою, відібраною з бурильних труб, під'єднують відведення до місткості для газу і при закритих бічних вентилях обертанням центрального штока головки відкривають верхній клапан пробовідбірної камери; фіксують тиск газу по манометру, через бічний відвід здійснюють відбір газу і замір його об'єму.

Відібравши весь газ, заміряють об'єм камери, який займав відібраний газ, враховуючи при цьому додатковий об'єм рідини, залитої в порожнину головки витіснення повітря, оскільки ця рідина після відкриття клапана потрапляє в камеру. Рідина з пробовідбірної камери відбирається через нижній зворотний клапан.

Після вилучення глибинного манометра перевіряється стан верхнього і нижнього клапанів, а камера промивається водою для очищення від механічних частинок. Перед спуском камери в

свердловину рекомендується її обпресувати а не величину 1,5-кратного очікуваного пластового тиску.

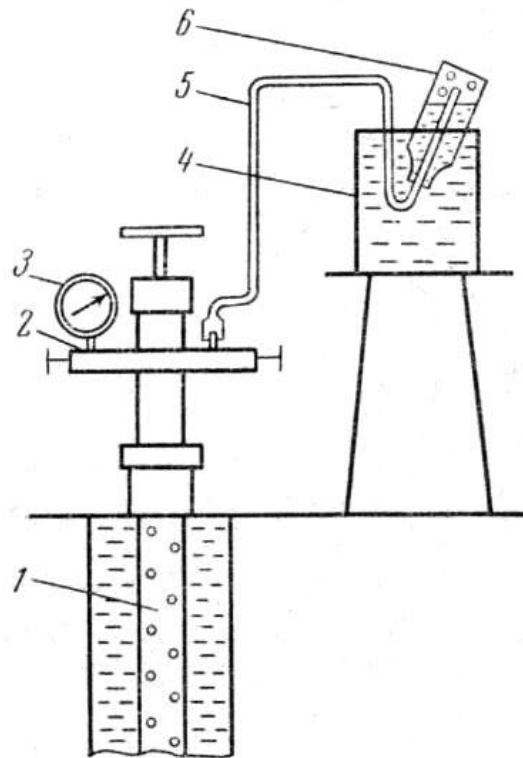


Рис. 5.11. Схема розташування обладнання та приладів при відборі газу з пробовідбірної камери КВІ-65

Циркуляційний клапан встановлюється над ЗП-65 для запобігання сифонування при підйомі інструменту і проведенні промивання свердловин вище випробувача пластів.

Клапан запірний поворотний ЗП-65 призначений для закриття верхнього клапана пробовідбірної камери при переході від відкритого періоду припливу з пласта до закритого і додаткової герметизації порожнини бурильних труб від «ВПГ». У стиснутому стані ЗП-65 не передає крутний момент нижчерозташованій частині камери, за рахунок чого можливе провертання колони бурильних труб під час відкритого періоду припливу з метою недопущення її прилипання і прихвату. У розтягнутому стані ЗП-65 передає крутний момент нижчерозташованій частині камери, що використовується в разі утрудненого осьового зриву пакера і початку підйому колони бурильних труб зі свердловини.

Клапан запірний поворотний ЗП-65 (рис. 5.10, д) складається з корпусу з перевідниками; внутрішнього рухомого штока 20, що має шліцьове зачеплення з корпусом і спирається на внутрішній або

зовнішній підшипник 19 гайки 22, гвинта 21, що має в нижній частині канавки для кілець ущільнювач клапана 23 і хвостовик з фіксуєчим пальцем 24, що не допускає провертання гвинта відносно корпусу до моменту його повного загвинчування в гайку.

Після спуску колони бурильних труб у свердловину під дією навантаження на вибій ЗП-65 стискається, внутрішній рухомий шток виходить з шліцьового зачеплення з корпусом і крутний момент не передається нижче ЗП-65. Для полегшення обертання між рухомою і нерухомою частинами встановлений підшипник. Під час обертання колони гвинт, ввертаючись у гайку, переміщається вгору, пов'язаний з ним шток верхнього клапана пробовідбірної камери під дією пружини також переміщається вгору до моменту закриття клапана, що визначає початок закритого періоду припливу.

Таке положення гвинта звільняє хвостовик гвинта від стопорного пальця 24, у результаті при подальшому обертанні гвинт залишається нерухомим. Під час створення осьового зусилля нерухомий шток знову входить у шліцьове зачеплення з корпусом і крутний момент може передаватися з поверхні до пакера.

Технічна характеристика ЗП-65

Довжина, мм	1800
Зовнішній діаметр, мм	65
Допустиме навантаження, тс:	
– при стисненні	5
– при розтягуванні	15
Допустимий перепад тиску, кгс/см ²	250

Після кожного випробування у ЗП-65 (знизу вгору) відгвинчуються два перевідники, вивертається гвинт, промиваються прохідні отвори, перевіряється цілісність кілець ущільнювачів, створюється вільне переміщення штока вгору та вниз і виконується складання. Змащений солідолом гвинт вкручується в гайку 4 – 5 обертів, нагвинчуються перевідники й верхній герметизуючий вузол пробовідбірної камери. У складеному вигляді клапан повинен бути відкритий на 2 – 3 см. Перед спуском у свердловину перевіряється чистота каналу ЗП-65 пропусканням через нього води.

Вибір об'єктів для дослідження здійснюється заздалегідь за проектними геологічними розрізами з подальшим коригуванням за

даними керованого матеріалу та електрометричних робіт. Розріз порід в обраних інтервалах випробування повинно проводити із застосуванням якісної промивальної рідини, що гарантує відсутність обвалів і прихватів, а також зберігає проникність привибійної зони пласта (достатня питома вага, низькі значення в'язкості, водовіддачі). Рекомендується випробування об'єктів проводити в свердловинах, у яких не трапляються обвали порід і поглинання промивальної рідини.

Підготовка свердловини і бурового обладнання. Перед спуском випробувача пластів у свердловину необхідно здійснити такі роботи:

– ретельно промити свердловину до повного циклу циркуляції промивальної рідини;

– у місцях звужень і уступів, що заважають вільному спуску бурильного інструменту, провести опрацювання стовбура свердловини;

– визначити за керованим матеріалом і даними електрометричних робіт потужність досліджуваного об'єкта, глибину його залягання та інтервал стійких міцних порід, де слід установити пакер, оскільки від вдало обраного місця установлення пакера залежить його герметичність, а отже, успіх операції;

– перевірити справність бурового обладнання та стан комплексу бурильних штанг; штанги з негерметичними замковими з'єднаннями повинні бути замінені.

Вибір компоновки «КВІ-65» залежить від потужності досліджуваного об'єкта, ступеня його розрізу і літологічної особливості порід. Довжину хвостовика вибирають залежно від потужності інтервалу випробування з установленням фільтра проти проникної частини пласта. При випробуванні пластів вугілля потужністю 0,6 – 3 м хвостовик складається з фільтра.

Випробування частково розкритих пластів і тих, що складаються з непроникних щільних порід і розкриті також не на повну потужність, проводиться з установленням одного пакера. У випадках, коли потрібно випробувати породи в певному інтервалі стовбура свердловини, застосовують компоновку з установленням двох пакерів.

Забезпечення надійної ізоляції досліджуваного об'єкта зумовлюється правильним визначенням глибини залягання, ступенем його розкриття і наявністю каверн у стовбурі свердловини. Пакер встановлюється в міцних непроникних породах. Такими породами в розрізі є глинисті сланці, алевроліти і деякі різниці щільних слюдистих

пісковиків. Розмір гумового елемента вибирається залежно від діаметра стовбура свердловини. Випробування свердловин, пробурених коронкою діаметром 76 мм, проводиться із застосуванням гумових манжет до пакера діаметром 67 – 72 мм, а в свердловинах діаметром від 92 до 87 мм – 92 мм.

Навантаження на пакер при розпаковуванні не повинно перевищувати 30 – 50 кН. Для забезпечення герметичності пакера досліджуваного об'єкта, що проводиться в недостатньо щільних породах, рекомендується застосовувати компонування з двох спарених пакерів. Визначення герметичності пакера здійснюється після відкриття впускного клапана «ВПП» шляхом спостереження за рівнем промивальної рідини в устя свердловини.

У процесі випробування об'єктів з установленням двох пакерів герметичність нижнього пакера перевіряється після підйому приладу зі свердловини за показанням реєструючих манометрів, установлених у трубах хвостовика.

Час відкритого і закритого періодів припливу визначається стійкістю стінок свердловин та інтенсивністю припливу. Інтенсивність припливу встановлюють за газовим лічильником, з'єднаним з бурильним інструментом, що показує кількість витісненого повітря з труб під час припливу. Ступінь стійкості стінок свердловини визначається з досвіду буріння і геологотехнічного наряду. Якщо в період випробування вмісних порід приплив пластового флюїду дуже слабкий, а стан стінок свердловини виключає обвалотворення і прихват інструменту протягом тривалого часу, відкритий період припливу триває 2 – 4 год, якщо приплив рідини інтенсивний, відкритий період обмежується 20 – 40 хв.

За показанням газового лічильника визначають мінімально необхідний час затримання припливу, який відповідає часу витіснення з колони бурильних труб об'єму повітря, що дорівнює об'єму рідини, яка потрапила в зону між вибоєм свердловини і пакером. Дослідження показують, що для вмісних порід чим більше тривалість відкритого періоду припливу, тим краще відбувається дренавання пласта і тим правильніше оцінка випробуваного об'єкта. Час закритого періоду припливу для вмісних порід становить $1/2$ – $2/3$ часу відкритого припливу, але не менше 20 хв, так крива відновлення тиску, записана глибинними манометрами, буде малоприматна для інтерпретації.

При випробуванні вугільних пластів встановлено, що приплив газу до вибою свердловини носить різко загасаючий у часі характер,

він також пов'язаний з утворенням незначної за об'ємом воронки депресії. З урахуванням цієї особливості вугільних пластів час відкритого періоду припливу обмежено до 3 – 6 хв.

Об'єм пробовідбірної камери вибирається при випробуванні вмісних водоносних порід з розрахунку отримання необхідної кількості пластової води проби. Зазвичай об'єм такої камери залежить від потужності випробуваного об'єкта та інтенсивності припливу і становить 7 – 20 л. При випробуванні вугільних пластів, особливо з низькою газоносністю, об'єм камери доводиться до мінімуму (2,5-3 л).

Порядок роботи з випробувачем пластів. Після промивання свердловини, уточнення інтервалу, залягання об'єкта і визначення місця установа пачера проводять складання приладу і спуск його в свердловину. Бурильні штанги, на яких відбувається спуск КВІ-65 у свердловину, залишаються порожніми. Для забезпечення їх герметичності всі різьбові з'єднання вище пачера ущільнюються пеньковим шнуром. Під час спуску можливі посадки інструменту, викликані наявністю в свердловині уступів і звужень. Подолання посадок проводиться шляхом багаторазового підйому і спуску інструменту на довжину 2 – 3 м, у результаті чого він зазвичай проштовхується вниз і подальший спуск відбувається нормально. В процесі такого проштовхування не слід допускати великого навантаження на інструмент і тримання його в розвантаженому стані більше 0,5 хв, оскільки це може призвести до передчасного відкриття впускного клапана «ВПГ».

У кінці спуску на колону бурильних штанг накручують робочу трубу, буровий шланг з'єднують з газовим лічильником і виконують посадку інструменту на вибій з подальшим його навантаженням. Під тиском створеного навантаження (вага колони бурильних штанг) пачер скорочується по довжині, збільшується в діаметрі та притискається до стінок свердловини, тим самим відокремлюючи порожнину свердловини, що знаходиться під ним, від іншої частини свердловини.

З цього моменту починає стискатися випробувач пластів (робочий хід 150 мм). Стиснення його за рахунок наявності гідравлічного реле часу відбувається уповільнено, що дуже добре видно по руху робочої труби. В кінці робочого ходу, через 1 – 3 хв після створення навантаження, відкривається приймальний клапан «ВПГ» і підпачерний простір, а отже, і випробуваний об'єкт сполучається з порожніми бурильними штангами. Тиск на пласти при

цьому знижується до $1 - 2 \text{ кгс/см}^2$. Інтенсивність припливу фіксується за показанням газового лічильника. Під час відкриття приймального клапана «ВПГ» можливі різкі просідання інструменту, що є наслідком заглиблення заглушки в осад і стиснення хвостовика під дією навантаження на пакер, викликаного різницею тисків над і під ним.

Після закінчення часу відкритого припливу закривають запірно-поворотний клапан (ЗП). Для цього необхідно шляхом натяжки інструменту спочатку знизити навантаження на ЗП від маси бурильних штанг до $3000 - 6000 \text{ Н}$, а потім повернути інструмент на $20 - 25$ оборотів. У кінці закритого періоду пакер знімають і інструмент піднімають. Пакер знімають дуже обережно, шляхом повільного підйому, із зупинками і витримками. Якщо натяжка досягає значної величини, а пакер не звільняється, використовують ходіння інструменту. При цьому для запобігання відкриття приймального клапана «ВПГ» не слід тримати інструмент більше $0,5 \text{ хв}$ у розвантаженому стані.

Після підйому з пробовідбірної камери за допомогою перевідної головки відбирають проби газу, а через нижній клапан – проби рідини. При цьому заміряють барометричний тиск і температуру повітря біля устя свердловини. У разі випробування вмісних порід, насичених водою з розчиненим газом, заміряються об'єми води (V_B) і газу (V_G) в пробовідбірній камері для визначення газового фактора пластових вод.

Після розбирання «КВІ-65» з глибинних манометрів витягуються бланки, на кожному з них робиться запис таких даних:

- а) назва ділянки і номер свердловини;
- б) дата випробування, номер об'єкта і порядковий номер спуску;
- в) тип і номер глибинного манометра, глибина і місце його установаження.

Для інтерпретації результатів газового каротажу приймаються лише якісні діаграми, на яких чітко простежуються всі основні елементи процесу, причому різниця показань двох манометрів не перевищує допустимих меж:

$$\Delta P \leq 0,1\gamma h + \Delta m, \quad (5.8)$$

де γ – густина бурового розчину, г/см^3 ; h – відстань між встановленими манометрами, м; Δm – клас точності манометра.

- Існуючі методи обробки діаграм тиску поділяються на дві групи:
- обробка кривих відновлення тиску (рис. 5.12);
 - обробка кривих тиску припливу.

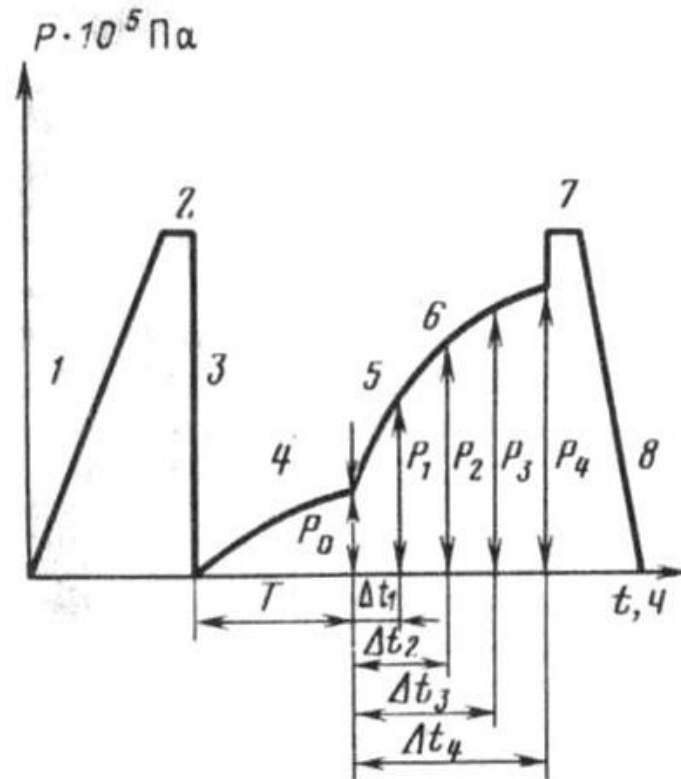


Рис. 5.12. Діаграма тиску: 1 – спуск КВІ-65 у свердловину; 2 – встановлення пакера; 3 – відкриття випускного клапана; 4 – крива припливу відкритого періоду; 5 – закриття запірно-поворотного клапана; 6 – крива відновлення тиску (закритий період); 7 – зняття пакера; 8 – підйом КВІ-65

Криві відновлення тиску в газоносних і газоводонасних об'єктах обробляються переважно методом Хорнера. Сутність цього методу полягає в тому, що період відновлення тиску розглядають як продовження періоду припливу, що відповідає основному закону фільтрації. Для водонасичених і водогазонасичених пластів цей закон може бути виражений таким чином:

$$P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}} - \frac{0,183q_{\text{max}}}{i} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}, \quad (5.9)$$

де $P_{\text{виб}}$ – поточний вибійний тиск на кривій відновлення тиску, відповідає даному моменту часу, $P_{\text{виб}} = 10^5$ Па; $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, $P_{\text{пл}} = 10^5$ Па; q_{max} – дебіт газу на початку припливу, $\text{см}^3/\text{с}$;

Розділ 5 Розкриття і випробування продуктивних пластів у процесі буріння

i – гідропровідність (газопровідність), $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{с} / \text{кг}$; T – час відкритого періоду, с; Δt – величина інтервалу часу, що відповідає відстані між початковою і наступними точками, прийнятими при розшифровці кривої відновленого тиску, с.

Залежність $P_{\text{вib}}$ від $\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$ лінійна і використовується для графічного визначення пластового тиску. Так, при $\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t} \rightarrow 0$ вибійний тиск наближається до пластового.

Визначення пластового тиску і розрахунок параметрів пласта при цьому доцільно проводити в такому порядку:

1) результати розшифровки кривої відновлення тиску записуються в таблицю:

№ зп	$P_{\text{вib}}$	Δt	$T + \Delta t$	$\frac{T + \Delta t}{\Delta t}$	$\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$
------	------------------	------------	----------------	---------------------------------	-------------------------------------

2) за результатами розшифровки кривої відновлення тиску будується графік, що виражає залежність:

$$P_{\text{вib}} = f\left(\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}\right). \quad (5.10)$$

Графік (рис. 5.13) вважається придатним для визначення пластового тиску, якщо в кінці його є не менше трьох – чотирьох точок, через які можна провести пряму лінію. Продовжуючи цю лінію до перетину з віссю ординат, отримують значення пластового тиску на глибині установа манометра.

Гідрогеологічні параметри (коефіцієнт фільтрації, водопровідність, пластовий тиск, коефіцієнт проникності) розраховують за різними методиками, які описані в спеціальних посібниках. У вуглерозвідковій практиці найбільш прийнятна формула Хорнера.

Для газонасичених пластів формула Хорнера має такий вигляд:

$$P_{\text{вib}} = P_{\text{пл}}^2 - \frac{0,366 q_{\text{max}} P_0 T_{\text{пл}} Z}{iT_{\text{ст}}} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}, \quad (5.11)$$

де $T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$; $T_{\text{пл}}$ – температура пласта, К; Z – коефіцієнт стисливості для газу; P_0 – атмосферний тиск, МПа.

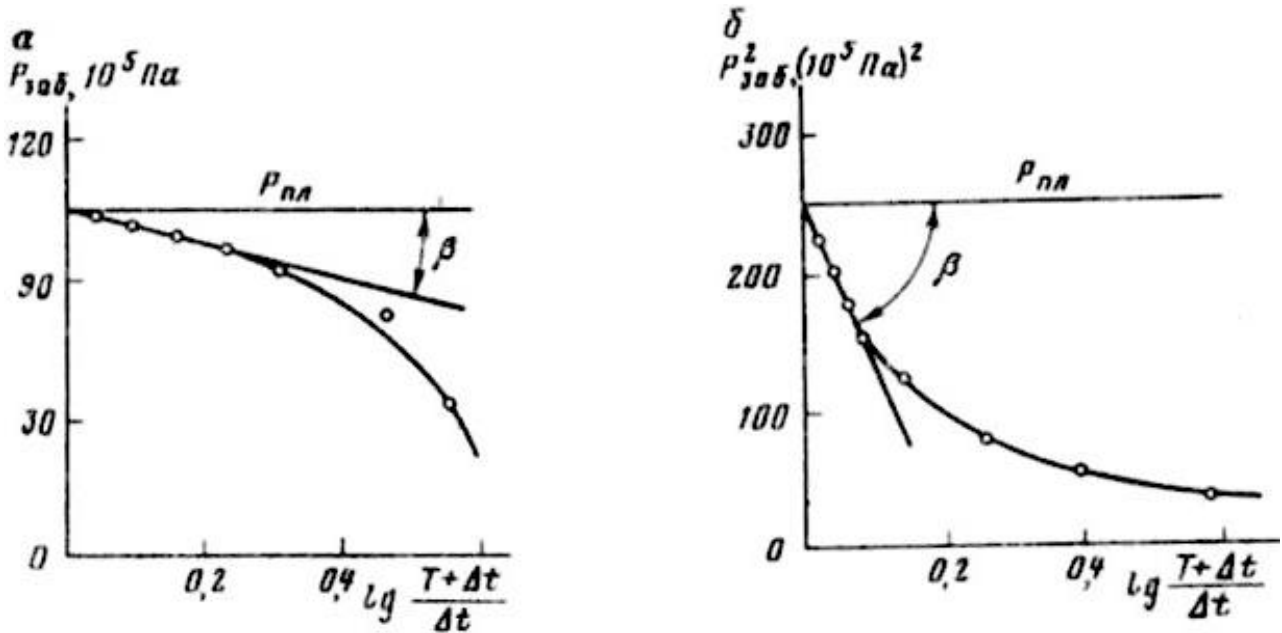


Рис. 5.13. Графіки для визначення пластового тиску

Визначення пластового тиску і розрахунок параметрів пласта:

– за результатами розшифровки кривої відновлення тиску складають таблицю:

№ зп	$P_{\text{виб}}$	$P_{\text{виб}}^2$	Δt	$T+\Delta t$	$\frac{T+\Delta t}{\Delta t}$	$\lg \frac{T+\Delta t}{\Delta t}$
------	------------------	--------------------	------------	--------------	-------------------------------	-----------------------------------

– будують графік залежності:

$$P_{\text{виб}}^2 = f\left(\lg \frac{T+\Delta t}{\Delta t}\right).$$

У точці перетину прямої, що проходить через останні три – чотири точки, з віссю ординат отримують значення квадрата величини пластового тиску, на підставі чого розраховується пластовий тиск.

Виходячи з аналізу наведених формул, необхідно прагнути до максимального зменшення величини $(T+\Delta t)/\Delta t$. Це досягається у випадках, коли час закритого періоду Δt у багато разів більше часу відкритого періоду.

Замірний вибійний тиск має становити не менше 80 % від розрахункового пластового. У всіх випадках випробування свердловин пластовипробувачем «КВІ-65», коли є приплив газу, підтверджений складом, коли камера герметична, а крива відновлення

тиску піддається обробці за методом Хорнера, результати й отриману величину пластового тиску слід вважати достовірними. У проникних породах у зонах метаморфізму вугілля від Д до Г, а також в тріщинуватих і зонах метаморфізму від Ж до А заміряний тиск газу близький до умовного гідростатичного.

5.8. ТЕХНОЛОГІЯ ВИПРОБОВУВАННЯ І ВИПРОБУВАННЯ ОБ'ЄКТА

Дослідження газоносності об'єкта – дуже відповідальний етап пошукового і розвідувального буріння. Правильна оцінка газоносності та перспектив подальших робіт визначається достовірністю отриманих в результаті випробування або випробування даних. Об'єм і достовірність інформації залежать від багатьох факторів і перш за все від безпечної тривалості циклу випробування і тривалості перебування пластовипробувача на вибої свердловини, від надійності його роботи та якості ізоляції досліджуваного інтервалу, тобто від надійності встановлення пакера. Основний етап дослідження підрозділяється на два періоди: період припливу і період відновлення тиску. Роботу пластовипробувача в режимі припливу і відновлення тиску прийнято називати циклом випробування. Тривалість першого періоду (періоду припливу) залежить від проникності гірських порід, стану ПЗП, властивостей пластового флюїду і депресії на пласт. Після закінчення часу першого періоду шлях надходження рідини в колону труб перекривають і починається другий період – відновлення тиску в підпакерній (міжпакерній) зоні, що фіксується глибинним манометром. Реєструють темп і характер відновлення пластового тиску [1, 2].

За кількістю циклів випробування може бути одно- і багатоцикловим (частіше двоцикловим). Двоциклове випробування забезпечує більш високі якість і достовірність інформації, ніж одноциклове. У двоцикловому випробуванні перший цикл відіграє допоміжну роль. Його проводять для видалення глинистої кірки зі стінок свердловини і розвантаження ПЗП від надлишкового тиску, що сформувався під дією тиску бурового розчину в свердловині. В обсадженому стовбурі можна проводити півторациклове випробування. У цьому випадку ресурс ходу годинника манометра майже повністю використовується для запису кривої відновлення тиску протягом першого циклу, а потім здійснюється відкритий

приплив флюїду без реєстрації тиску. Допустима тривалість циклу або циклів (при багатоцикловому випробуванні) залежить в основному від умов безаварійного знаходження пластовипробувача в свердловині та від ресурсу роботи реєструючих глибинних приладів. Розподіл часу на приплив і відновлення тиску залежить від характеру прояву пласта.

Інтервал випробування виділяють на підставі вивчення геологічного розрізу і геолого-геофізичних передумов. Точність визначення меж інтервалу залежить від ступеня вивченості розрізу і завдань дослідження. Межі інтервалу дослідження вдається відбити більш чітко в поровому колекторі порівняно з тріщинами. У ряді випадків оптимальна довжина інтервалу випробування знаходиться в межах 10 – 50 м. В покладах з відомою потужністю газонасиченої частини в інтервал включають всю її протяжність по осі свердловини. Достовірність одержуваної інформації і точність визначення гідродинамічних характеристик підвищуються зі зменшенням протяжності інтервалу. При необхідності інтервал випробування може бути зменшений до 1 – 2 м.

Великий досвід дослідження пластів за допомогою пластовипробувачів підтверджує сприятливий вплив різкої депресії на пласт. Глибока депресія сприяє інтенсивному видаленню глинистої кірки, відновленню проникності привибійної зони пласта, що зазнала негативного впливу фільтрату бурового розчину, і викликає активізацію газопроявлення з окремих лінз в околицях свердловини і тонких пропластках. Найбільш сприятливі умови створюються в тих випадках, коли депресія в 3 рази перевищує репресію на пласт при розрізі. При депресії нижче 10 МПа зняття блокування ПЗП може бути неефективним. З точки зору припливу нафтогазового складового пластового флюїду, позитивний вплив надає така депресія, яка викликає турбулентний режим течії флюїду в пласті. Таким чином, урахуванням стійкості гірських порід досліджуваного об'єкта, гранично-допустимого перепаду тиску на пакері та допустимих тисків змінання для бурильних труб необхідно планувати максимально можливу депресію на пласт

$$\Delta \geq \varepsilon H_{\text{пак}} + 2, \quad (5.12)$$

де ε – відносна похибка виміру глибини свердловини по каротажному кабелю H_K і по бурильній колоні H_T ; $H_{\text{пак}}$ – глибина установлення пакера.

Найбільш поширена причина невдалих випробувань – негерметичність установа пачера. Надійність роботи пачера залежить від правильності визначення місця його установа і правильності підбору зовнішнього діаметра пачеруючого елемента. Для установа пачера підбирають інтервал, представлений монолітними малопроникними стійкими породами. Протяжність інтервалу установа пачера залежить від похибки виміру глибини стовбура свердловини по каротажному кабелю і визначається за формулою:

$$L \geq \varepsilon = l - H_T / H_K. \quad (5.13)$$

Мінімальна протяжність ділянки установа пачера повинна бути не менше 4 м. Правильний підбір діаметра пачеруючого елемента означає визначення найбільшої можливої його величини, при якій пластовипробувач вільно проходить по стовбуру свердловини. Співвідношення діаметра стовбура свердловини в зоні установа пачера і діаметра пачеруючого елемента характеризується коефіцієнтом установа пачера

$$\gamma = d_c / D_{пак}, \quad (5.14)$$

де d_c – діаметр свердловини, м; $D_{пак}$ – зовнішній діаметр пачеруючого елемента у вихідному стані, м (табл. 5.3).

Таблиця 5.3

Розміри і характеристики пакетів серійних та індивідуального виготовлення

Діаметр свердловини d_c , мм	Пакер нормальної прохідності ($\gamma = 1,10 - 1,12$)			Пакер підвищеної стійкості ($\gamma = 1,08$)			Пакер підвищеної прохідності ($\gamma = 1,14$)		
	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа
98	87	30	30	90	30	45	83	40	20
132	120	40	28	127	30	45	115	50	17
140	127	40	25	135	30	45	123	50	18
145	135	40	30	140	40	45	127	60	16
190	173	70	30	180	50	45	167	90	16
214	195	90	26	202	70	38	188	110	18
243	220	120	25	230	90	40	210	160	15
295	270	160	28	280	110	40	258	200	14

Чим менше значення коефіцієнта пакування γ , тим вище герметичність установа пакара і надійність його роботи. Оптимальні значення коефіцієнта пакування знаходяться в межах від 1,10 до 1,12. Осьове навантаження на пакара при його спрацьовуванні (деформуванні) може бути підраховане за формулою:

$$G_{\text{пак}} = 3E_y S_0 (\gamma - 1), \text{ Н}, \quad (5.15)$$

де E_y – умовний модуль пружності матеріалу пакаруючого елемента, МПа, $E_y = 9,4$; S_0 – поперечний переріз пакаруючого елемента у вихідному стані, м².

Загальну тривалість циклу роботи пластовипробувача в свердловині визначають за допустимим часом безаварійної роботи у відкритому стовбурі свердловини і за ресурсом роботи реєструючих свердловинних приладів (манометр, термометр). Тривалість безпечного знаходження пластовипробувача у відкритому стовбурі становить від 30 хв до декількох годин. У разі обсадженого стовбура час випробування стійкості стінок свердловини не обмежений.

Схему обладнання устя свердловини при випробуванні розробляють залежно від очікуваного припливу і тиску на усті. У найпростішому випадку, коли немає небезпеки викиду, зверху до колони труб під'єднують провідну трубу, а трубопровід для видалення флюїду, що надійшов на устя, під'єднують до відведення газу на стояку або до викидної лінії бурового насоса. При цьому використовують елементи гідравлічної обв'язки з комплексу цементувального агрегату. Якщо устя свердловини обладнано превентором, він закривається на колоні труб.

Більш зручно використовувати на усті контрольну головку – вертлюг з маніфольдом (рис. 5.14). Така головка-вертлюг полегшує під'єднання устєвих контрольних приладів, відбір проб на усті при випробуванні, підключення цементувального агрегату.

Більш складну схему обв'язки застосовують при випробуванні пластів з високим пластовим тиском.

Програму випробування об'єкта розробляють завчасно на підставі наявних вихідних даних залежно від того, чи випробовується об'єкт у відкритому або в обсадженому стовбурі.

Випробування об'єкта у відкритому стовбурі включає такі види робіт: підготовка стовбура свердловини до випробування; перевірка і підготовка комплексу випробувальних інструментів; спуск

пластовипробувача в свердловину; проведення робіт щодо забезпечення герметичності колони труб; обладнання устя свердловини; проведення випробування (пакерування, виклик припливу, закриття запірною поворотного клапана, запис кривої відновлення тиску, розпакування, зняття пластовипробувача з місця); підйом пластовипробувача; відбір проби пластового флюїду.

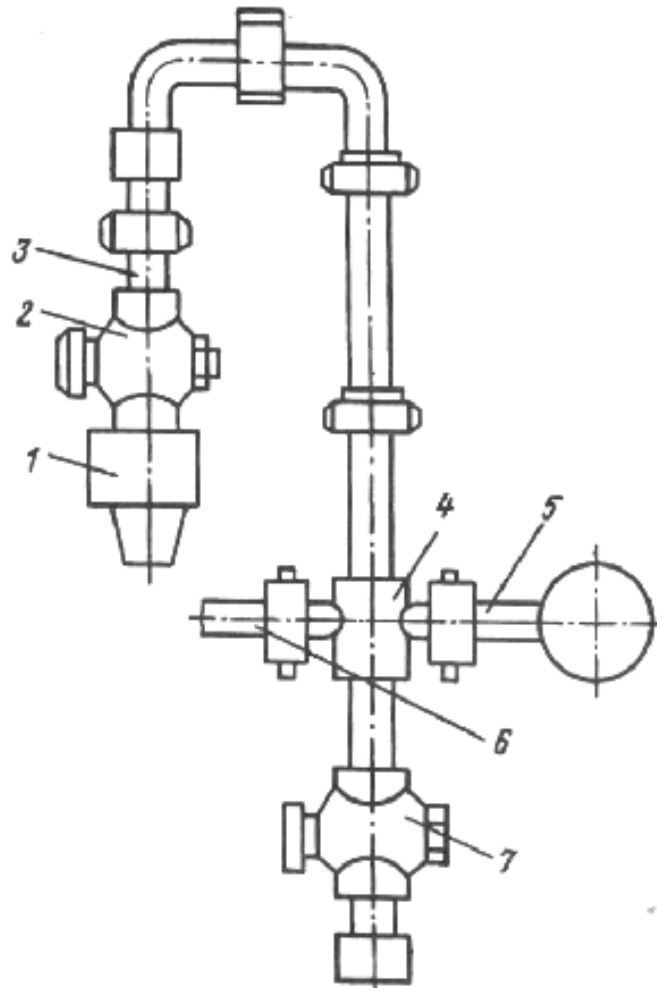


Рис. 5.14. Контрольна головка-вертлюг:

- 1 – перевідник до провідної труби; 2, 7 – коркові крани;
3, 8 – з'єднувальні перевідники; 4 – хрестовина; 5 – роздільник до манометра; 6 – відведення газу

Випробування у відкритому стовбурі свердловини викликає тимчасову перерву в нормальному процесі буріння і припинення циркуляції промивальної рідини. У зв'язку з цим свердловина повинна бути підготовлена до випробування таким чином, щоб протягом циклу випробування в ній, незважаючи на відсутність циркуляції, не виникала аварійна ситуація – прихват інструменту, що знаходиться в свердловині.

Технологічний режим буріння на досліджуваному об'єкті повинен сприяти збереженню номінального діаметра стовбура свердловини. В останньому рейсі готують вибій для установлення пластовипробувача. Перед спуском пластовипробувача проводять ревізію і техобслуговування наземного обладнання, щоб попередити поломки і відмови. До його спуску необхідно мати також відомості про густину бурового розчину в свердловині, навантаження на гаку при спущеній колоні труб, зниження ваги на гаку при установленні пакера та інші відомості.

Спуск пластовипробувача здійснюють плавно, без поштовхів і ривків. Якщо при спуску виникають прихвати (посадки) інструменту, необхідно швидко розвантажити інструмент, підняти його на 1 – 2 м і звільнити для проходження звуженої ділянки стовбура свердловини. Тривалість посадки не повинна перевищувати 30 с, щоб уникнути передчасного відкриття впускного клапана пластовипробувача. При спуску інструменту треба приділяти особливу увагу забезпеченню герметичності колони труб. Нарізні з'єднання труб повинні бути добре змащені й ущільнені конопляною мотузкою. Перші дві-три труби заповнюють якісним глинистим розчином, а потім у спускні колону періодично доливають рідину, щоб до кінця спуску рідина заповнила колону до рівня, передбаченого для створення депресії на пласт. Герметичність колони в процесі спуску контролюють за навантаженням на гаку та інтенсивністю вливу розчину зі свердловини.

Після спуску інструменту в свердловину верхня частина колони повинна знаходитися над ротором на висоті двох – трьох метрів. Останню трубу, приєднану до колони, завчасно обладнують відводами. Після її нагвинчування на колону устя свердловини устатковують за прийнятою схемою.

Перед тим як приступити до установлення пакера, вимірюють вагу підвішеного інструменту на гаку та обчислюють залишкове навантаження на гаку. Розвантажуючи частину ваги колони труб на вибій, створюють навантаження на пакер.

Після установлення пакера під дією того ж навантаження перепускний клапан закривається, а впускний відкривається. У цей час контролюють якість пакерування за рівнем рідини в стовбурі свердловини: якщо він зберігає своє положення, пакерування надійне; різке його зниження свідчить про відсутність ізоляції підпакерного

простору від свердловини, у цьому випадку доводиться вживати заходів для повторного встановлення пакера.

Після відкриття впускного клапана в колону труб починає надходити пластовий флюїд, при інтенсивному прояві пласта на усті може спостерігатися виливання рідини, залитої в колону, і навіть пластового флюїду. Про надходження рідини в колону можна здогадатися, помітивши витіснене з неї повітря. Після закінчення часу відкритого припливу обертанням ротора закривають запірний поворотний клапан, і в такому стані пластовипробувач залишають у спокої для запису кривої відновлення тиску.

Завершивши цикл випробування, до інструменту докладають зусилля натягу, яке на 10 – 15% перевищує початкове навантаження на гаку. Під дією сил розтягування відкривається зрівнювальний клапан, тиск у підпакерній зоні різко зростає до гідростатичного в стовбурі свердловини, перепад тиску на пакері зникає і пакер повертається у вихідне положення. У деяких випадках для зняття пакера доводиться докладати більше зусиль або вживати додаткових заходів.

Після звільнення пакера інструмент піднімають зі свердловини, при цьому через кожні дві – п'ять свічок відбирають проби рідини на аналіз. Якщо в свердловині прояв був інтенсивним і колона труб заповнена пластовим флюїдом, його можна витіснити через циркуляційний клапан у затрубний простір і пробу відібрати в усті з потоку.

З піднятого на поверхню пластовипробувача витягують глибинні манометри і на діаграмах тиску роблять документальні записи про дату проведення та інтервали випробування. З пробовідбирача відбирають пробу пластового флюїду і направляють її в лабораторію на аналіз, де визначають компонентний склад, фізичні властивості її та компонентів, кількість і склад газу.

5.9. ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА ЗА ДІАГРАМОЮ

Основний документ, одержуваний у результаті роботи пластовипробувача в свердловині – діаграма тиску глибинного реєструючого манометра. Зазвичай у комплект пластовипробувача включають кілька глибинних манометрів. Один з них, званий трубним, розміщують вище запірного поворотного клапана в проміжку між ним і циркуляційним клапаном. Основний манометр (вибійний) розміщують нижче фільтра за глухим перехідником. Для надійності

його показання дублюють додатковим манометром, який поміщають разом з основним або в фільтрі. У деяких випадках його встановлюють вище безпечного перевідника під гідравлічним випробувачем, щоб у разі потреби витягти зі свердловини після роз'єднання безпечного перевідника. Місця розміщення манометрів показані на рис. 5.5.

Повну інформацію про надійність пластовипробувача і роботу пласта на різних етапах випробування отримують за допомогою двох манометрів – вибійного і трубного.

Вибійний манометр реєструє повну картину зміни тиску в стовбурі свердловини проти фільтра, у проміжку часу між установленням і зняттям пакера вибійний манометр фіксує зміну тиску в підпакерній зоні, тобто на всіх етапах випробування пласта. Його показання належать до верхньої позначки проникної частини випробовуваного інтервалу або до глибини установлення пакера.

Трубний манометр дозволяє контролювати герметичність колони труб, тиск доливання рідини в колону і зміну тиску в колоні в період відкритого припливу. Його показання належать до глибини розташування в стовбурі свердловини вибійного штуцера або гідравлічного випробувача пластів.

Для реєстрації тиску використовують бланк шириною 60 мм і висотою 120 мм. Його заправляють в каретку, яка у манометрів поршневого типу здійснює один повний оберт за годину або за 4 год. Ресурс роботи годинникового механізму від 8 до 24 год. Таким чином, на один бланк протягом випробування показання манометра записуються багаторазово (рис. 5.15).

Геліксні манометри мають дещо іншу систему реєстрації тиску. У них каретка із закріпленим бланком переміщається з постійною швидкістю вздовж осі годинниковим механізмом за допомогою гвинтової пари, а перо наносить поперечні мітки. Ресурс годинникового механізму геліксного манометра може доходити до 72 год.

Негайно після вилучення з КВІ технолог ретельно перевіряє діаграми тиску, записані глибинними манометрами. Він повинен зробити висновок про якість випробування, його завершеність і необхідність повторного випробування.

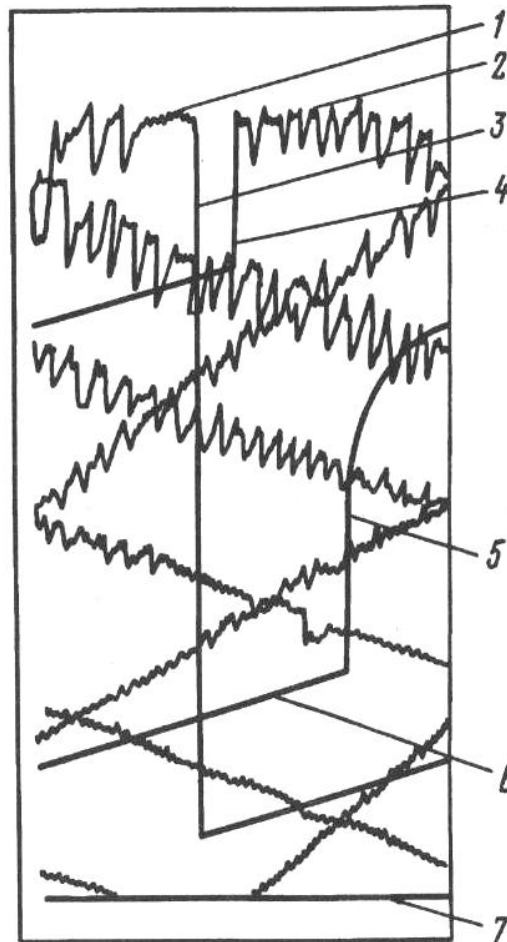


Рис. 5.15. Приклад діаграми, записаної за допомогою глибинного манометра поршневого типу МГП-3М при випробуванні пласта: 1, 2 – гідростатичний тиск у свердловині відповідно до випробування і після нього; 3 – відкриття приймального клапана; 4 – відкриття зрівнювального клапана; 5 – крива відновлення вибійного тиску; 6 – приплив; 7 – початок відліку тиску (нульова лінія)

Перш ніж приступити до аналізу даних глибинного манометра і розрахунку характеристик пласта (або досліджуваного інтервалу), проводять попередню обробку діаграми і по ній будують розгорнутий графік зміни тиску в часі $p = f(t)$. Для зручності розшифровки діаграм використовують компаратор. На розгорнутому графіку $p = f(t)$, побудованому за допомогою діаграми тиску, записаної вибійним манометром, відображаються всі етапи і фактичні режими випробування.

В обробці діаграм тиску, записаних глибинними манометрами, практично застосовують два методи: обробку діаграм за експрес-методом і камеральну обробку.

Експрес-метод дозволяє відразу після проведення випробувань у польових умовах оцінити найбільш важливі гідравлічні характеристики досліджуваного об'єкта: пластовий тиск $p_{пл}$, Па; коефіцієнт гідропровідності випробуваного інтервалу kh/μ (k – середній коефіцієнт проникності, m^2); потужність інтервалу h , м; в'язкість пластової рідини μ , Па·с; потенційний коефіцієнт продуктивності пласта $\eta_{пот}$, $m^3/(доб \cdot МПа)$; середній фактичний коефіцієнт продуктивності пласта при випробуванні $\eta_{ф}$, $m^3/(доб \cdot МПа)$; середній коефіцієнт привибійної закупорки і коефіцієнт привибійної закупорки в кінці припливу.

За експрес-методом обробляють діаграми, записані вибійним і трубним манометрами. З цих діаграм на ділянках припливу і відновлення тиску знімають показання в декількох характерних точках (рис. 5.16).

Ділянки AB та EG записані в період відкритого припливу, а ділянки BD та GH – протягом відновлення тиску. На криву BD наносять проміжну точку C , на лінію EG – точку F .

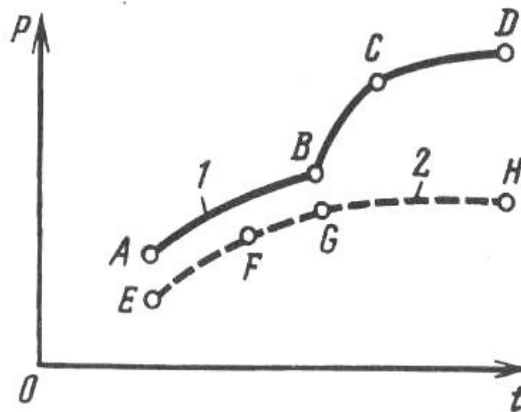


Рис. 5.16. Точки виміру тиску на діаграмах, записаних вибійним (1) і трубним (2) манометрами

Положення точок C та F на діаграмах вибирають довільно, але таким чином, щоб кожна знаходилася від наступної точки (D та G відповідно) на відстані 1 – 5 хв, а різниця тиску в кінцевій і зазначеній точках перевищувала чутливість глибинного манометра.

Для кожної із зазначених на рис. 5.16 точок за діаграмами визначають координати тиску і часу та за допомогою тарувальних таблиць переводять в одиниці тиску і часу.

Розділ 5 Розкриття і випробування продуктивних пластів у процесі буріння

Точки	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>F</i>	<i>G</i>
<i>p</i> , МПа	p_0	p_K	p_1	p_2	p'_0	p_3	p_4
<i>T</i> , с	T_0	T_K	T_1	T_2	T'_0	T_3	T_4

На підставі наведених даних з використанням розрахункових формул визначають основні характеристики:

– середній дебіт припливу, м³/с,

$$\bar{q} = \frac{(p_4 - p'_0)S_{\text{ТР}}}{(T_4 - T'_0)\rho}, \quad (5.16)$$

де $S_{\text{ТР}}$ – площа поперечного перерізу внутрішнього каналу труб, м²;
 ρ – густина рідини, що надходить у труби, кг/м³;

– кінцевий дебіт припливу, м³/с,

$$q_K = \frac{(p_4 - p_3)S_{\text{ТР}}}{(T_4 - T_3)\rho}, \quad (5.17)$$

– коефіцієнт гідропровідності

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183\bar{q}10^8}{(p_2 - p_1)} \left(\lg \frac{T_K + T_1}{T_1} - \lg \frac{T_K + T_2}{T_2} \right), \quad (5.18)$$

– пластовий тиск, МПа,

$$p_{\text{пл}} = p_2 + 183 \cdot 10^3 \frac{\bar{q}\mu}{kh} \lg \frac{T_K + T_2}{T_2}, \quad (5.19)$$

– середній коефіцієнт продуктивності пласта, м³/(Па·доб),

$$\eta_{\Phi} = 0,864 \frac{\bar{q}}{p_{\text{пл}} - \frac{p_K - p_0}{2}}; \quad (5.20)$$

– потенційний коефіцієнт продуктивності пласта, м³/(Па·доб),

$$\eta_{\text{пот}} = 0,864 \frac{kh}{\mu}; \quad (5.21)$$

– середній коефіцієнт привибійної закупорки

$$\eta_z = \eta_{\text{пот}} / \eta_{\Phi}. \quad (5.22)$$

Попередня оцінка результатів випробування експрес-методом дозволяє зробити висновок про повноту отриманої інформації для характеристики об'єкта, промислової його значущість або необхідність продовження випробувань. Промислової значимість досліджуваного об'єкта оцінюють на підставі зіставлення обчислених характеристик. Якщо коефіцієнт гідропровідності не перевищує 0,1 і середній коефіцієнт привибійної закупорки дорівнює приблизно 0,5 – 1,5, то об'єкт може бути віднесений до непродуктивних. Якщо фактичний коефіцієнт продуктивності не перевищує $0,01 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{доб})$, то при незначному коефіцієнті привибійної закупорки η_3 випробуваний об'єкт може бути також віднесений до непродуктивних.

Якщо потенційний коефіцієнт продуктивності перевищує $0,01 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{доб})$ і коефіцієнт привибійної закупорки вище 1,5, то при сприятливих умовах (наявність ознак нафти і газу) рекомендується провести повторні випробування.

Остаточні значення гідравлічних параметрів об'єкта випробування і його промислової значущість встановлюють у результаті камеральної обробки, яку проводять після завершення випробувань.

5.10. ОБЛАДНАННЯ СВЕРДЛОВИН ФІЛЬТРАМИ

На ефективність розрізу продуктивного горизонту впливають тип і спосіб установаження фільтра в свердловині, спосіб і режим промивання, вид очисного агента. Під фільтром зазвичай розуміють спеціальний пристрій, що встановлюється в свердловині проти продуктивного горизонту, який забезпечує вільний доступ усередину свердловини (без механічних домішок) рідини й одночасно оберігає її стовбур від обвалювання. Фільтри встановлюють тільки в нестійких породах [25, 26].

Фільтр складається з трьох частин (рис. 5.17): робочої 1, відстійника 2, розташованого нижче робочої частини фільтра, і надфільтрової частини 3 з герметизуючим сальником 4. Зверху фільтра встановлюється пристосування 5 для спуску його в свердловину. При виготовленні каркасів з металевих труб у них висвердлюють отвори у вигляді щілин або круглі (рис. 5.18). Розміри отворів вибирають відповідно до крупності зерна продуктивного горизонту. Тонкі фільтруючі покриття для каркасів роблять за допомогою сіток (металевих, пластмасових, скляних) і дроту

(рис. 5.19). Фільтрові сітки виготовляються плетінням трьох видів: простого (квадратного), галунного і кіперного (рис. 5.20).

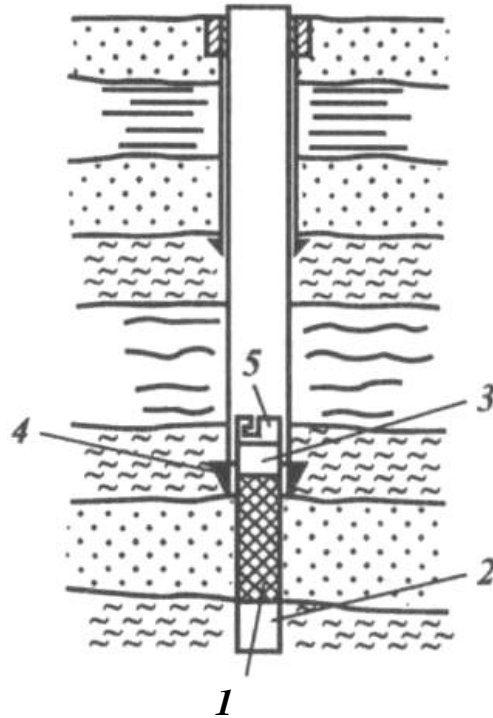


Рис. 5.17. Схема установлення фільтра в свердловині

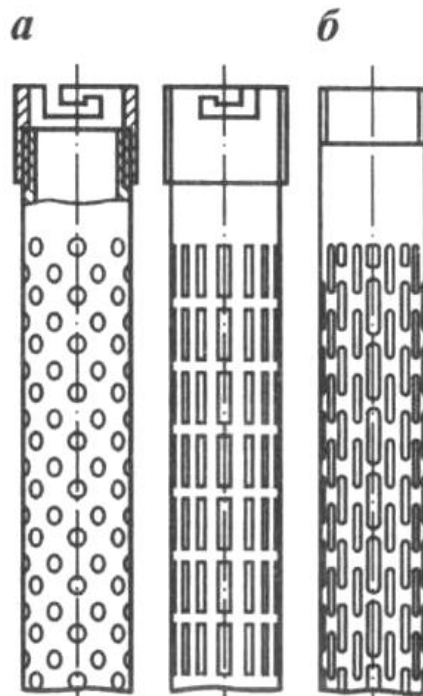


Рис. 5.18. Трубчаті фільтри:
а – сталеві; *б* – пластмасові

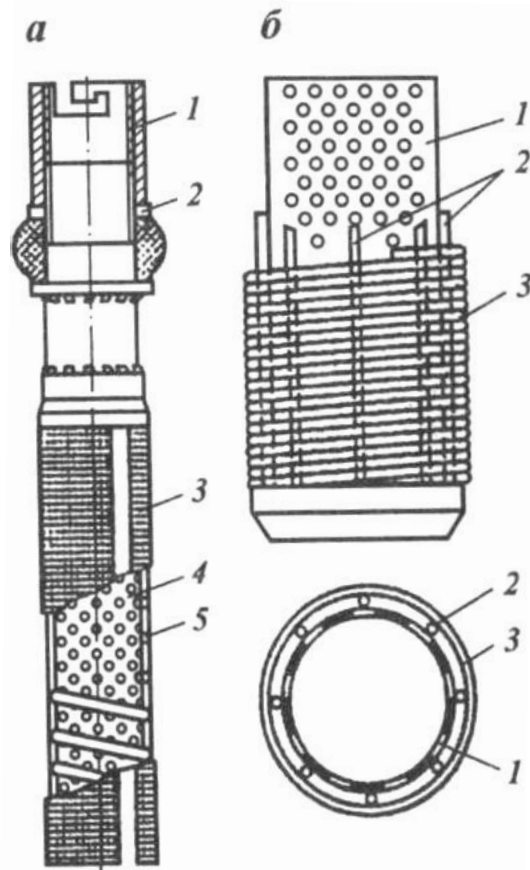


Рис. 5.19. Трубчаті фільтри:

- a* – фільтр сітчатий: 1 – спеціальна муфта для спуску фільтра на ключі;
 2 – рухомий фланець; 3 – сітка фільтра;
 4 – перфорована труба; 5 – дротова обмотка; *б* – фільтр з дротовою обмоткою: 1 – трубний каркас з круглими отворами;
 2 – опорні стрижні; 3 – дротова обмотка

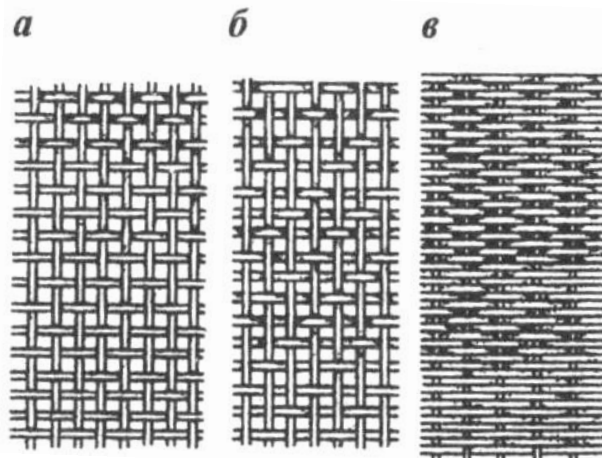


Рис. 5.20. Фільтрові сітки простого (*a*), кіперного (*б*) і галунного (*в*) плетіння

У сіток з пластичних мас квадратні отвори штамповані або плетені. Як обмотувальний дріт застосовується круглий латунний, з нержавіючої сталі (діаметр 1 – 3 мм), або дріт спеціальної форми перерізу, що утворює при намотуванні щілини з вузьким вхідним і розширеним вихідним перерізами. Досить рідко використовуються кожухові фільтри, які складаються з окремих секцій (рис. 5.21). Через фільтр у свердловину має надходити максимальна кількість рідини з продуктивного горизонту.

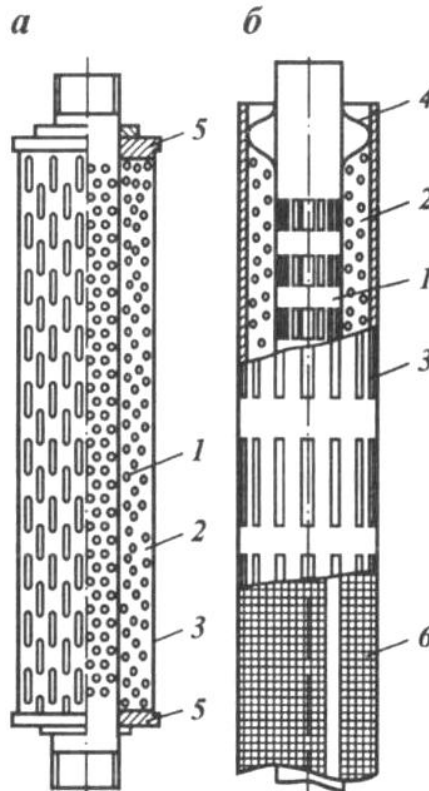


Рис. 5.21. Кожухові фільтри:

- 1 – опорний каркас; 2 – гравійна обсыпка; 3 – зовнішній каркас;
4 – напрямні ліхтарі; 5 – опорні фланці; 6 – фільтрова сітка

Пропускна здатність фільтра оцінюється його шпаруватістю W , що показує відношення дійсної прохідної поверхні до всієї бічної, що контактує з породою:

$$W = nF_0 / (Dl), \quad (5.23)$$

де n – число отворів по всій довжині фільтра; F_0 – площа одного отвору, м^2 ; D – зовнішній діаметр фільтра, м; l – довжина робочої частини фільтра, м.

Величина W залежно від конструкції фільтра становить від 1,1 до 0,4. Всі існуючі фільтри можна розділити на *дірчасті або шпаруваті, сітчасті, гравійні та гравітаційні*. Вибір конструкції фільтра здійснюють з умови, відповідно до якої його прохідна здатність (максимально допустимий дебіт рідини через фільтр) перевищувала б очікуваний дебіт свердловини.

5.11. РОЗРАХУНОК ЗНАЧЕНЬ ПРИРОДНОЇ ГАЗОНОСНОСТІ ПОРІД ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПЛАСТОВИПРОБУВАЧІВ

Газоносність порід (переважно пісковиків) визначають відповідно до метану як компонента, що має найбільш важливе значення в газовій суміші. Метаноносність розраховують для газонасичених і газоводонасичених порід з урахуванням результатів визначення відкритої пористості в породних зразках, температури пласта і тиску флюїду в випробовуваному інтервалі [9-12, 15, 16, 30, 31].

Вміст метану X ($\text{м}^3/\text{м}^3$) в системі "порода – газ" визначається за формулою:

$$X = \frac{nK_{\text{п}}f\alpha P_{\text{пл}}}{P_0\alpha_0} + \Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}}, \quad (5.24)$$

де n – загальна пористість, ч. од.; $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт заповнення пор газом, ч. од.; f – температурна поправка для приведення об'єму газу до нормальних умов, $f = T/(T + t_{\text{пл}})$, тут $t_{\text{пл}}$ – пластова температура, вимірювана максимальним термометром у процесі випробування пласта, °С; $T = 273$ К; α_0 – поправка на відхилення реальних газів від закону Бойля – Маріотта при $P_{\text{пл}}$ ($\alpha = \frac{1}{Z}$, де Z – стисливість газу), береться з довідкової літератури залежно від значення наведеного тиску $P_{\text{пр}}$ і наведеної температури $T_{\text{пр}}$.

Для метану $P_{\text{пр}} = P_{\text{пл}}/4,50$; $T_{\text{пр}} = (273 \text{ К} + t_{\text{пл}})/190,5$; $t_{\text{пл}}$ – пластова температура, °С; $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск газу, МПа, визначений за результатами застосування «КВІ»; P_0 – атмосферний тиск в період відбору проби газу біля устя свердловини, МПа; $\alpha_0 = 1$ при P_0 .

Коефіцієнт заповнення пор газом ($K_{\text{г}}$) обчислюють у частках одиниць за формулою:

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{\gamma_{\Pi} W}{n_0 \gamma_{\text{В}}}, \quad (5.25)$$

де γ_{Π} – щільність породи, т/м³; W – пластова (природна) вологість, %; n_0 – відкрита пористість, %; $\gamma_{\text{В}}$ – густина води.

Визначати природну (пластову) вологість породи за керном бурових свердловин важко, оскільки буріння ведеться з промиванням. Тому її значення зазвичай встановлюють за шахтними пробами. З досвіду роботи в Донбасі, у зоні поширення вугілля марок Ж, К, ОС, Т величина K_{Γ} для пісковиків до глибини приблизно 600 – 900 м становить 0,0 – 0,2. На глибинах понад 900 – 1000 м в газоносних пісковиках $K_{\Gamma} = 0,7 \dots 0,95$. Конкретні значення коефіцієнта заповнення пір газом рекомендується уточнювати відповідно до шахтних проб, що відбираються в аналогічних умовах.

Значення сорбційної газоємності породи в основному визначають за вмістом у ній органічної речовини. Тож

$$\Gamma_{\Pi}^{\text{сорб}} = \frac{C_0 X_0 \gamma}{100}, \quad (5.26)$$

де $\Gamma_{\Pi}^{\text{сорб}}$ – об'єм сорбованого газу в 1 м³, м³/м³; C_0 – вміст органічного вуглецю, %; γ – уявна щільність порід, т/м³; X_0 – метаноносність органічної речовини, м³/т, яку в першому наближенні приймають такою, що дорівнює метаноносності найближчого вугільного пласта, або визначають за номограмою для оцінки сорбційної метаноємності порід.

Вміст метаноносності газу (X) в системі «пісковик – газ – вода» визначають як суму об'ємів газу, розчиненого в пластових водах і сорбованого органічною речовиною, тобто

$$X = \Gamma_{\Pi}^{\text{В}} + \Gamma_{\Pi}^{\text{сорб}}, \quad (5.27)$$

де $\Gamma_{\Pi}^{\text{В}}$ - об'єм газу, розчиненого в пластових водах, що насичують 1 м³ породи, м³/м³.

Контрольні питання

1. Вимоги до складу і властивостей промивальної рідини, що застосовується для розкриття продуктивного горизонту.
2. Як визначити коефіцієнт густини рідини?
3. Поясніть методи входження в продуктивну зону?
4. Розкажіть про методи, що застосовуються для інтенсифікації продуктивного пласта?
5. Класифікація способів дослідження продуктивних пластів
6. Які конструкції випробувачів пластів застосовуються на виробництві?
7. Намалюйте схему пластовипробувача.
8. Схема компонування та обв'язки пластовипробувача КВІ-65.
9. Порядок роботи з випробувачем пластів.
10. Які методи обробки діаграм тиску ви знаєте?
11. Розкажіть про технологію випробовування і випробування об'єкта?
12. Поясніть методику визначення характеристик за діаграмою
13. Технологія обладнання вибою свердловин фільтрами.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
2. Дудля М.А. Прогноз газоносності вугільних родовищ : підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Б.В. Бокій; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ: НГУ, 2015. – 589 с.
3. Вугільний масив Донбасу як гетерогенна система / А.Ф. Булат, Ю.Л. Звягільський, В.В. Лукінов та ін. – Київ: Наукова думка, 2008. – 411 с.
4. Lopez J C, Lopez J E, and Javier F 2017 Drilling and blasting of rocks (CRC Press Taylor and Francis).
5. Вайсберг Г.Л. Фонтанна безпека / Г.Л. Вайсберг, Д.В. Римчук. – Харків: УЦЕБОП Нафтогаз, 2002. – 474 с.
6. Sawant, P T 2011 Engineering And General Geology (Publisher: Imprint NIPA).
7. ASME Shale Shaker Committee 2004 Drilling Fluids Processing (Publisher: Gulf Professional Publishing. ISBN 10: 0750677759).
8. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів: затв. наказом Держ. коміс. України по запасах корисних копалин 07.11.2008, N 523 – Вид. офіц. – Київ, 2009. – 23 с. – (Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 01.01.2009 р, N 7/16023).
9. Система вугілля-газ у вуглеводнях вугільного генезису : монографія / В.В. Соколов, О.С. Поляшов, В.В. Зберовський та ін. – Дніпропетровськ: АРТ-ПРЕС, 2013. – 248 с.
10. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія : у 8 кн. Кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / В.А. Михайлов та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – Київ : Ніка-Центр, 2014. – 280 с.

11. Сучасні проблеми державної політики у сфері видобутку нетрадиційних вуглеводнів в Україні: зб. наук. пр. / за ред. Г.Л. Рябцева і С.В. Санегіна. – Київ : Психея, 2013. – 240 с.

12. СОУ 10.1.00174088.001:2004. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації / М-во палива та енергетики України; Держ. підприємство «Донецький науково-дослідний вугільний інститут» (ДП «ДОНВУГІ»). – Вид. офіц. – Київ: Мінпаленергетики України, 2004. – 162 с.

13. Hossain M E and Islam M R 2018 Drilling engineering: problems and solutions (Scrivener publishing).

14. Баранов В.А. Оцінка газоносності вугільних родовищ: навч. посіб. / В.А. Баранов, Н.В. Хоменко ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ : НГУ, 2015. – 152 с.

15. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія : у 8 кн. Кн. 7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита / В.А. Михайлов та ін.; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – Київ : Ніка-Центр, 2013. – 368 с.

16. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.

17. Дудля М.А. Аварії при бурінні свердловин : підручник / М.А. Дудля, Янь Тайнін, А.Я. Третяк. – Дніпропетровськ: НГУ, 2005. – 288 с.

18. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу : підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Дніпропетровськ: НГУ, 2012. – 412 с.

19. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні : підручник / М.А. Дудля. – 3-є вид., доп. – Дніпропетровськ: НГУ, 2011. – 542 с.

20. Дудля М.А. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин : підручник / М.А. Дудля, І.О. Садовенко. – Дніпропетровськ: НГУ, 2007. – 399 с.

21. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія : навч. посіб. / В. С. Іванишин. – Львів: УкрДГРІ, 2003. – 648 с.

22. Методика визначення природної газоносності вугільних пластів діючих та споруджуваних шахт Донбасу. – Макіївка: МакНДІ, 1981. – 83 с.

23. Буріння свердловин : навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаев ;

М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.

24. Hossain M E and Islam M R 2020 Drilling engineering (Gulf Professional Publishing).

25. Нафтогазопромислова геологія : підручник / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко, О.М. Трубенко, М.І. Чорний. – Київ: Наукова думка, 2005. – 425 с.

26. Вивчення газоносності кам'яновугільних родовищ у тресті «Артемгеологія» / Б.М. Косенко, Г.К. Карасьов, В.А. Островський та ін. – Київ : УкрНДІНТІ, 1969. – 49 с.

27. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів : навч. посіб. / М.І. Чорний, О.М. Чорний, І.М. Метошоп, І.М. Кузів. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 306 с.

28. Рябцев Г.Л. Нетрадиційні вуглеводні : сьогодення та майбутнє: монографія / Г.Л. Рябцев, С.В. Сапегін, М.І. Кривогуз. – Київ : Психея, 2014. – 351 с.

29. Геологія вугільних родовищ: навч. посіб. / Ю.М. Нагорний, В.М. Нагорний, В.Ф. Приходченко. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. – 338 с.

30. Федорович Я.Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу : навч. посіб / Я.Т. Федорович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 343 с.

31. Павлов С.Д. Шляхи освоєння природних газів вугільних родовищ / С.Д. Павлов. – Харків: Колорит, 2005. – 336 с.

32. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик. – Харків: Пром-Арт, 2018. – 608 с.

33. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 201 с.

34. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія: у 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / І.М. Куровець та ін. ; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – Київ : Ніка-Центр, 2014. – 208 с.

35. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і

науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 164 с.

36. Aziukovskyi O.O. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions : monograph / O.O. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov ; Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro University of Technology. – Dnipro : NTU «DP», 2022. – 159 p.

37. Старосельський Є.М. Закономірності формування та розподіл родовищ вуглеводнів: монографія / Є.М. Старосельський, Г.І. Рудько. – Київ; Чернівці: Букрек, 2012. – 366 с.

38. Пилипчук М.І. Основи наукових досліджень : підручник / М.І. Пилипчук, А.С. Григор'єв, В.В. Шостак. – Київ: Знання, 2007. – 270 с.

39. Austin E H 2012 Drilling Engineering (Publisher: Springer Science and Business Media).

40. Нафта і газ України : монографія / заг. ред. І.О. Артемчука. – Київ : Наукова думка, 1997. – 382 с.

41. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посіб. для студ. ВНЗ / під ред. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.

42. Яремійчук Р.С. Основи гірничого виробництва: видобування нафти, газу та твердих корисних копалин: підручник / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Київ: Кондор, 2006. – 376 с.

43. Горючі корисні копалини України : підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – Київ: КНТ, 2009. – 376 с.

44. Hossain M E 2016 Fundamentals of drilling engineering (Scrivener publishing).

45. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.

Навчальне видання

КОРОВЯКА Євгеній Анатолійович
ШИРІН Леонід Никифорович
РАСЦВЄТАЄВ Валерій Олександрович

**ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ
МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ**

Підручник

Редактор Ю.В. Рачковська

Підписано до друку 29.06.2023 Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк.16,9.
Обл.-вид.арк. 16,9. Тираж 100 пр. Зам. №

Підготовлено до друку у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
ДК № 1842 від. 11.06.2004.
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19

Видрукувано у видавництві Журфонд.
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
№ 684 від 21.11.2001.
49000, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 60.