

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Коломиця Віталія Вікторовича
(ПІБ)

академічної групи 185М-20-1 ГРФ
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Технологія розробки Компанського вуглеводневого родовища з удосконаленням системи підтримки стінок свердловини в стійкому стані
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ігнатов А.О.			
розділів:				
Технологічний Спеціальний	Ігнатов А.О.			
Охорона праці Екологія	Муха О.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 27 » жовтня 2021 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра

(бакалавра, магістра)

студенту Коломицеві Віталієві Вікторовичу академічної групи 185М-20-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Технологія розробки Компанського вуглеводневого родовища з удосконаленням системи підтримки стінок свердловини в стійкому стані

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2021 р.

№ 937-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна і геофізична характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Компанського нафтогазоконденсатного родовища з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів</i>	14.12.21 р.
<i>Спеціальний</i>	<i>Удосконалення технологічних основ підтримки стінок свердловини в стійкому стані</i>	16.12.21 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	20.12.21 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище</i>	22.12.21 р.

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Ігнатов А.О.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 11.10.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 10.01.2022 р.

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Коломиць В.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 104 с., 13 рис., 16 табл., 2 додатки, 32 джерела.

СВЕРДЛОВИНА, ГЛИНИСТІ РІЗНИЦІ, ГІРСЬКА ПОРОДА, НАБРЯКАННЯ, БУРОВА ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, НАФТА, ГАЗ, РОДОВИЩЕ, ДОЛОТО, КОЛОНА БУРИЛЬНИХ ТРУБ.

Сфера застосування – технологія буріння нафтових і газових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових основних і допоміжних робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Компанського вуглеводневого родовища, приуроченого до Східно-Української нафтогазоносної провінції, представленої Дніпровсько-Донецькою западиною).

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпечності виконання робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Компанського родовища, нафтогазоносність якого пов'язана з візейськими відкладами, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання виробничих операцій.

Новизна одержаних результатів – розроблено обґрунтовані технічно і технологічно параметри конструкції і регламенту поглиблення свердловини, які відповідають високим техніко-економічним показникам та практично унеможливають прояв геологічних ускладнень; для запобігання проявів розроблено параметри бурового розчину, що забезпечують протитиск на напірні горизонти; пропоновані технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних характеристик і особливостей гірських порід осадового комплексу і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалену технологію розробки нафтогазового покладу, що базується на прогресивних прийомах і методах виконання свердловинних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпечності свердловинних робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання останніх.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Базові геологічні та технологічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1	Загальна характеристика району проведення проектних робіт.	7
1.2	Коротка геологічна характеристика району проектних робіт...	11
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	16
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	22
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	22
2.2	Вибір способу буріння.....	28
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	32
2.4	Вибір бурильної колони.....	38
2.5	Вибір способу, режимів буріння та бурового обладнання.....	46
2.6	Ускладнення при бурінні.....	66
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – удосконалення системи підтримки стінок свердловини в стійкому стані.....	71
Розділ 4	Охорона праці.....	79
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	88
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	94
	ВИСНОВКИ.....	99
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	100
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	103
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	104

ВСТУП

Не потребує жодних доказів таке твердження: за останній час спостерігалась істотна зміна техніки і технології буріння свердловин. Подальший розвиток отримало турбінне буріння та технологія буріння із застосуванням гвинтових двигунів (останнє викликано необхідністю підведення на вибій великої потужності при високих значеннях крутного моменту), буріння електробурами, ширше застосовується роторне буріння. Широко використовуються шарошкові долота з герметизованою опорою. Набули подальшого розвитку і широкого застосування полікристалічні долота типу PDC. Означені долота при повному навантаженні служать у 5 - 7 разів довше за звичайні шарошкові долота, оскільки їх відрізняє рекордна зносостійкість; вони мають низку переваг. Насамперед їх виділяє відсутність у конструкції рухомих деталей (це дає впевненість у тому, що частина долота не залишиться в породі в процесі буріння та знижує ризик аварійності), безпрецедентна міцність, яка дозволяє долотам практично не зношуватися та збільшувати рівень показників проходки, можливість обходитися мінімальним осьовим навантаженням при високих швидкостях буріння. Значно змінилась концепція компоновання низу бурильної колони. Більшість бурових установок мають механізми для полегшення і прискорення спуско-підйомних операцій (верстати із верхнім приводом). Підвищилися параметри бурових насосів на їх робочий тиск та продуктивність. При бурінні з промиванням аерованими рідинами використовуються компресори з тиском нагнітання понад 10 МПа. Визначальним напрямом вдосконалення бурових розчинів стала оптимізація їх густини, розробка розчинів з низьким вмістом твердої фази, розширення сфери застосування мінералізованих розчинів. Покращені показники ступеню очищення бурових розчинів від шламу і газу; розширений об'єм застосування гідроциклонів. В цілому уся система приготування і очищення бурових розчинів стала складнішою, оснащеною новою технікою, устаткуванням, а також основними і допоміжними механізмами.

Разом з розробкою нових полегшених тампонажних матеріалів, що розширюються та седиментаційно стійких цементів, удосконалювалися технології кріплення і цементування свердловин. Велика увага приділяється оснащенню низу обсадної колони, поліпшенню конструкції центраторів, цементувальних пробок, зворотних клапанів, муфт для двоступінчатого цементування. Широко застосовуються буферні рідини, призначені для видалення глинистої кірки і забезпечення більшої повноти витіснення бурового розчину цементним.

Усе більш важливе місце займають математичні методи прогнозування і діагностування міри ускладненості свердловин. Змінилася організація бурових робіт, особливо будівельно-монтажних. Комп'ютеризація технології буріння нафтових і газових свердловин може бути застосована для вирішення комплексу взаємопов'язаних завдань адаптивної оптимізації, що включає оперативне виявлення меж однорідних пачок порід, ідентифікацію параметрів математичної моделі в нових умовах, оптимізацію режимів і комплексну оцінку відпрацювання опор і озброєння доліт безпосередньо в процесі поглиблення свердловини.

Саме глибинні знання техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин необхідні інженеру-механіку при проектуванні, монтажі та експлуатації бурових установок, окремого обладнання до них, пристроїв, вузлів та устаткування для виконання ремонтних робіт.

Інженеру-механіку слід впевнено розумітися на всіх складових циклу будівництва свердловин, починаючи з поняття про свердловину, їх класифікації, конструкції, застосовувані технічні засоби і технологічні операції для руйнування гірських порід і проходки стовбура свердловини в цілому, і закінчуючи процесами розкриття і випробування продуктивних горизонтів, кріплення свердловин обсадними колонами і роз'єднання пластів тампонажними матеріалами, освоєння і випробування свердловин.

Удосконалення технології буріння нафтових і газових свердловин вимагає застосування систем контролю і автоматизації різних операцій процесу спорудження свердловин за високих техніко-економічних показників.

Розділ 1. Базові геологічні та технологічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальна характеристика району проведення проектних робіт

Відповідно до геоструктурного ділення, район проектних робіт (Компанське вуглеводневе родовище) геологічно та територіально приурочений до Східно-Української нафтогазоносної провінції, представленій Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ), яка є найбільшою нафтогазоносною областю України (рис. 1.1) [1].



Рисунок 1.1. Схема районування та розташування родовищ нафти і газу України

Територія ДДЗ заповнена багатокілометровими, переважно осадовими відкладеннями девонського *D* (потужність понад 4000 м), карбонового *C* (3700 м), пермського *P* (1900 м), тріасового *T* (450 м), юрського *J* (650 м), крейдового *K* (650 м), палеогенового *P* (250 м) і неогенового *N* (30 м) геологічних періодів історії розвитку Землі.

Родовища нафти і газу ДДЗ приурочені до палеозойських (девонських, карбонових і пермських) і мезозойських (тріасових) порід, що утворилися 410 - 245 млн. років тому. Географічно ДДЗ розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі. Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей [2].

Компанське родовище розташоване в приосьовій зоні центральної частини ДДЗ і приурочене до південно-західного схилу Артюхівського виступу кристалічного фундаменту. Абсолютні відмітки залягання поверхні фундаменту в межах структури за даними сейсмозв'язки становлять 6,5 - 7 км.

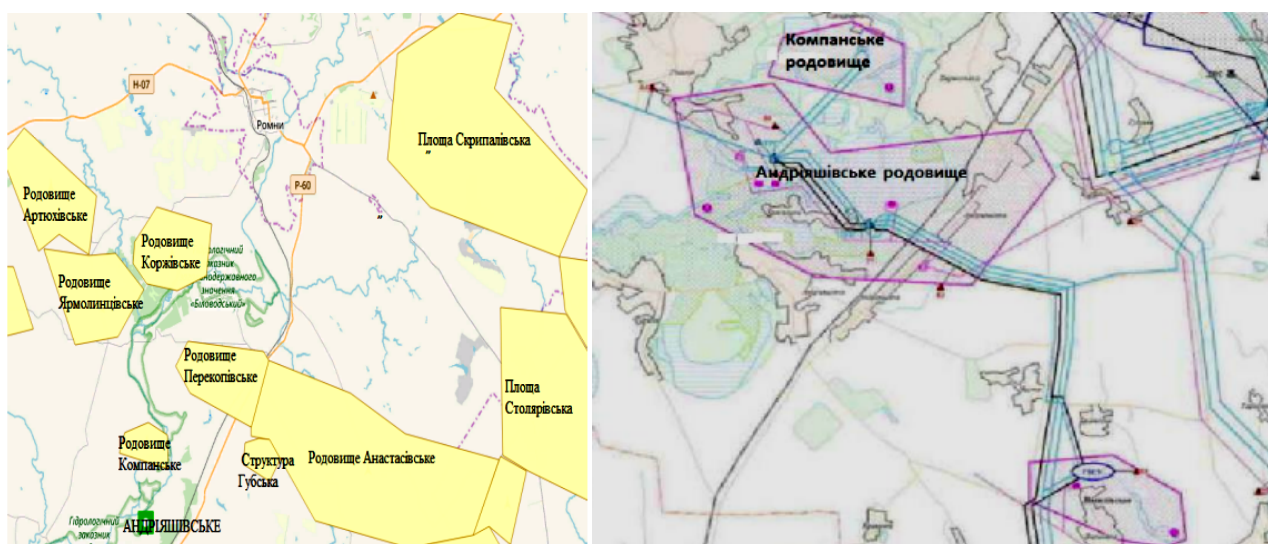


Рисунок 1.2. Оглядова карта району розташування Компанського родовища

Фундамент розбитий чисельними диз'юнктивними порушеннями різного простягання та амплітуд на ряд блоків.

В осадовому чохлі Компанська структура розташована на південно-західному схилі Артюхівсько-Липоводолинського валу в зоні сполучення його з північно-західним замиканням Глинсько-Розбишівського валу в межах західної облямівки Сурмачівського прогину.

Нафтогазоносність Компанського родовища пов'язана з візейськими відкладами, в яких встановлено шість покладів вуглеводнів. З них два нафтових в

горизонтах В-15в, В-19в та чотири газоконденсатних в горизонтах В-19с, В-19н, В-21, В-24-25.

В адміністративному відношенні Компанське родовище розташоване на території Роменського району, Сумської області України [3]. Найбільш великими населеними пунктами в районі родовища є місто Ромни (40 497 чол.), села Глинськ (1654 чол.), Сурмачівка (53 чол.), Гунське (49 чол.), Андріяшівка (2089 чол.) та ін. Місто Ромни розташоване в 18 км на північний схід від Компанського родовища. Поблизу родовища проходять шосейні дороги Київ - Суми, Київ - Полтава, в 3,5 км на схід – залізниця Бахмач - Ромодан із станцією Ромни. Крім цього існує сітка грейдерних та ґрунтових доріг місцевого значення.

Густота населення в Роменському районі становить 0,017 тис. осіб/км².

У фізико-географічному відношенні територія родовища розташована в південно-західному районі Сумської області [4].

В геоморфологічному відношенні район розташований в межах лівобережної рівнини Дніпра, з загальним нахилом місцевості на захід та південний захід. Район являє собою рівнину, ускладнену чисельними пагорбами і розчленовану сіткою ярів. Абсолютні відмітки поверхні рельєфу на водорозділах досягають плюс 182 м, а в заплаві річки Сула – плюс 106,3 м.

Гідрографічна сітка представлена річкою Сула.

Клімат району помірно-континентальний, формується під впливом температури повітря, опадів, сонячної радіації, повітряних мас, циркуляції атмосфери, підстилаючої поверхні, рельєфу. Рівнинний характер поверхні території області сприяє вільному просуванню атлантичних, арктичних і континентальних повітряних мас. Середня річна температура повітря становила 6,7°C. Найвища температура повітря +25°C, найнижча -7,3°C. Річна сума опадів склала 628 мм.

В економічному відношенні район є типово сільськогосподарським. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивного розвитку набула нафтогазовидобувна та переробна промисловість [5].

Із корисних копалин, крім нафти і газу, розвідані родовища прісних підземних вод, будівельних пісків, глин, крейди.

Родовище розташоване в районі з добре розвинутою мережею нафтогазопроводів. Найближчий нафтопровід проходить через Перекопівське, а газопровід – через Андріяшівське родовища.

Найближчими родовищами нафти і газу є Перекопське (2,4 км), Ярмолинцівське (4,2 км) та Анастасівське (5,4 км). Видобуток вуглеводнів на всіх вищезгаданих родовищах здійснюється ПАТ «Укрнафта».

Район розташування Компанського родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульської підобласті Лівобережної Дніпровської області.

Села Сурмачівка та Глинськ знаходиться в басейні р. Сула. Довжина річки 363 км, площа басейну 19 600 км². Долина трапецієподібна, часто асиметрична; її ширина від верхів'я до пониззя поступово зростає від 0,4 - 0,5 км до 10 - 11 км (найбільша – 15 км). Русло річки на всій протяжності звивисте, подекуди розгалужене, його пересічна ширина 10 - 75 м, глибина пересічно 1,5 - 2 м. Заплава частково заболочена. Похил річки 0,2 м/км. Замерзає у грудні, скресає з кінця березня - на початку квітня. Середня багаторічна витрата води р. Сула становить 29,5 м³/с. Мінералізація води змінюється протягом року: весняна повінь – 659 мг/дм³; літньо-осіння межень – 812 мг/дм³; зимова межень – 871 мг/дм³.

Для гідрологічного режиму річки Сула є характерним чітко виражений характер, який визначається зміною типу водного живлення протягом року. У середньорічному стоці частка стоку весняного періоду досягає 67 - 70%, зимового – 10 - 15%.

За агроґрунтовим районуванням України територія Компанського родовища знаходиться в зоні лісостепу (ЛС) в межах Лівобережної високої провінції (Воднольодовикова рівнина і схили Середньоросійської височини).

Повсюдно в межах розташування Компанського родовища по заплавах річок розвинуті дернові, лучні, лучно-болотні і болотні ґрунти. На заплавах річок та днищах балок (по мірі підвищення рівня ґрунтових вод) ґрунти зміню-

ються: лучно-чорноземні, лучні, лучно-болотні, болотні і торфово-болотні, іноді – низинні торфовища.

У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить 0,3 - 0,5 м.

Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м.

У силу кліматичних умов та особливостей рівнинного рельєфу місцевості процеси зсувів на території родовища мало ймовірні.

Вигідне географічне розташування області є сприятливою передумовою для розвитку зовнішньої та внутрішньої торгівлі, транспортних послуг. Сумщина має потужний промисловий та аграрний потенціал.

1.2 Коротка геологічна характеристика району проектних робіт

Вуглеводневі родовища ДДЗ, як структурного елементу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області, дають більш 80% видобутку нафти й газу України. Відносно продуктивності окремих геологічних формацій відомі такі дані [6]: в осадових породах мезозою (137 - 240 млн років) існує 16 нафтогазоносних горизонтів на 9 родовищах нафти й газу; у ранньопермських-пізньокам'яновугільних породах (265 - 310 млн років) – 46 продуктивних горизонтів на 27 родовищах; у середньокам'яновугільних (310 - 335 млн років) – 163 продуктивних горизонтів на 36 родовищах; у ранньокам'яновугільних (335 - 360 млн років) – 411 продуктивних горизонтів на 86 родовищах; у девонських (360 - 410 млн років) – 2 продуктивних обр'їю на 2 родовищах.

Компанське нафтогазоконденсатне родовище відкрите у 1985 р. пошуково-розвідувальною свердловиною № 1. Промислова нафтогазоносність Компанського родовища пов'язана з верхньовізейськими відкладами нижнього карбону (рис. 1.3). Глибина залягання продуктивних горизонтів від 4386 до 4900 м. Розробляється Компанське родовище з грудня 1990 р.

На родовищі відкрито два нафтових (гор. В-15в і В-19в) і чотири газоконденсатних поклади (гор. В-19с, В-19н, В-21 і В-24-25, нижньовізейська «плита»).

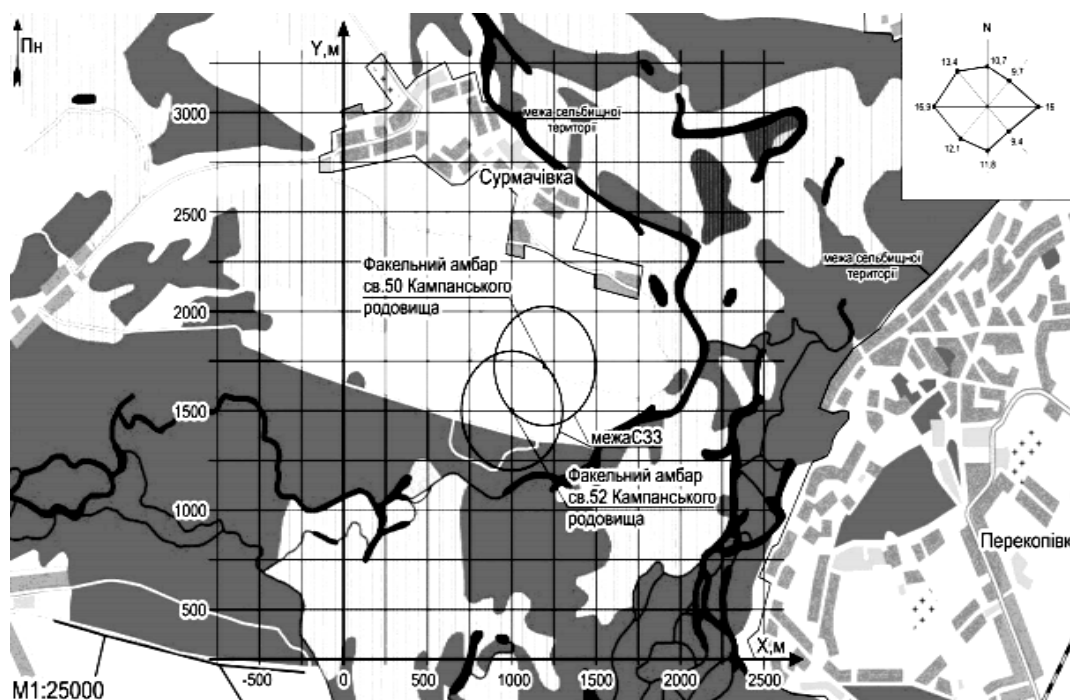


Рисунок 1.3. Сейсмогеологічне районування Кампанського родовища

Геологічну будову родовища складають відклади девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдяної палеогенової, неогенової та четвертинної систем, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті [7]. В зв'язку з тим, що продуктивні горизонти на родовищі приурочені до відкладів кам'яновугільної системи, а саме відкладів візейського ярусу нижнього карбону, найбільш повно охарактеризована ця частина розрізу.

Докембрій

Породи докембрійського кристалічного фундаменту за даними регіональних сейсмічних досліджень в межах родовища залягають на глибинах біля 6,5 - 7 км і представлені, ймовірно, гранітами та іншими породами магматичного та метаморфічного ряду.

Палеозойська група (Pz)

В обсязі палеозойської групи виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи.

Девонська система (D)

Девонська система представлена комплексом різноманітних порід, що не узгоджено залягають на кристалічному фундаменті. В девонському розрізі в

межах площі, переважають вулканіти різноманітного складу, глинисто-теригенні та карбонатні відклади. Потужність та фаціальний склад девонських відкладів дуже невитримані. Девонські відклади частково розкриті на родовищі свердловинами № № 2 і 3. Максимальна розкрита товщина девону складає 61 м (свердловина № 2). Прогнозна товщина девону – 1,5 - 2 км.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільна система представлена трьома відділами: верхнім, середнім та нижнім.

Нижньокам'яновугільний відділ (С₁)

Нижній відділ розвинутий в обсязі турнейського, візейського і серпухівського ярусів.

Турнейський ярус (С₁^t)

Відклади турнейського ярусу з кутовим та стратиграфічним неузгодженнями залягають на відкладах девонського віку і представлені глинисто-теригенною пачкою. В повному обсязі відклади турнейського ярусу розкриті свердловинами № № 2, 3. Відклади складені чергуванням пластів аргілітів, пісковиків, алевролітів з рідкими прошарками глинистих вапняків та мергелів. Загальна потужність турнейських відкладів в межах родовища складає 187 - 264 м.

Візейський ярус (С₁^v)

Візейські відклади неузгоджено залягають на розмитій поверхні турнейських відкладів і представлені в обсязі нижнього та верхнього під'ярусів. Візейські відклади мають площадне розповсюдження і розкриті повністю або частково всіма пошуково-розвідувальними та випереджувально-експлуатаційними свердловинами.

Нижньовізейський під'ярус (С₁^{v1})

Нижньовізейський під'ярус виділяється в обсязі XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів, які представлені теригенно-карбонатними відкладами морського генезису. Літологічно нижньовізейські відклади поділяються умовно на теригенну (XIV мфг) та карбонатну (XIII мфг) товщі.

Теригенна товща складена переважно аргілітами, алевролітами, пісковиками з рідкими малопотужними прошарками вапняків.

Карбонатна товща, так звана візейська «плита», складена вапняками сірими, темно-сірими, вуглистими, нерівномірно та сильноглинистими місцями перекристалізованими, бітумінозними, шламово-детритовими, прошарками темно-сірих аргілітів.

Загальна потужність відкладів нижньовізейського під'ярусу 224 - 285 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_1^{V2})

Відклади верхньовізейського під'ярусу з неузгодженням залягають на нижньовізейських відкладах. З верхньовізейським комплексом пов'язані п'ять із шести продуктивних горизонтів (В-15в, В-19в, В-19с, В-19н і В-21) родовища.

В розрізі верхньовізейського під'ярусу виділяються 4 мікрофауністичні горизонти (мфг): XIIa, XII, XI та X. XIIa мфг залягає безпосередньо на нижньовізейських відкладах. З цим мікрофауністичним горизонтом на родовищі пов'язаний продуктивний газоконденсатний горизонт В-21. XII мфг літологічно представлений пачками піщано-алевролітових порід та морських аргілітів з шламово-детритовими прошарками вапняків. В складі XII мфг виділяються продуктивні горизонти В-19в, В-19с та В-19н. Колекторами служать пісковики сірі, світло-сірі, кварцеві, від дрібно- до середньозернистих, місцями алевритисті. XI мфг залягає неузгоджено на підстилаючих породах і представлений чергуванням пісковиків світло-сірих, білих, кварцових, дрібно-середньозернистих, слюдистих, що місцями переходять в алевроліти та аргіліти, чорні, темно-сірі, шаруваті. В складі XI мфг виділяється продуктивний горизонт В-15в, до якого приурочений поклад нафти. X мфг складається з аргілітів, іноді алевролітистих. Загальна потужність відкладів верхньовізейського під'ярусу складає 650 - 719 м.

Серпухівський ярус (C_1^S)

Серпухівський ярус неузгоджено залягає на візейських відкладах та складений глинисто-алевролітовою товщею з окремими прошарками пісковиків і вапняків. Пісковики сірі, кварцеві, глинисті. Алевроліти сірі польовошпатово-

кварцеві, глинисті. Аргіліти темно-сірі, шаруваті, гідрослюдисті. Вапняки сірі, кристалічні. Загальна потужність серпухівського ярусу складає 320 - 336 м.

Середньокам'яновугільний відділ (C₂)

Середньокам'яновугільний відділ розвинутий в обсязі башкирського та московського ярусів.

Башкирський ярус (C₁^B)

Башкирський ярус в нижній частині складений глинисто-карбонатними відкладами (башкирська «плита»), до яких приурочений сейсмічний відбиваючий горизонт V⁶². Верхня частина ярусу складена теригенними породами: аргілітами, алевролітами та пісковиками. Загальна потужність башкирського ярусу складає 402 - 416 м.

Московський ярус (C₂^m)

Московський ярус літологічно представлений чергуванням піщано-алевролітових порід та аргілітів з прошарками вапняків і лінзами кам'яного вугілля. Загальна потужність московського ярусу складає 352 - 360 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (C₃)

Верхньокам'яновугільний відділ узгоджено залягає на відкладах московського ярусу середнього карбону. Літологічно представлений піщано-глинистими породами. Загальна потужність верхньокам'яновугільного відділу складає 452 - 469 м.

Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом (P₁). Нижня частина відділу складена перешаруванням аргілітів, пісковиків, верхня – сульфатно-глинисто-карбонатна. Загальна потужність відкладів відділу складає 352 - 382 м.

Мезокайнозойські відклади представлені типовим комплексом порід, характерним для центральної частини ДДЗ.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 1000 - 5800 м, перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа за температури 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 - 2156 тис. м³/доб газу й

5 - 500 т/доб нафти. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2 - 31% і проникністю $(0,1 - 2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (якщо пористість становить 2%, а проникність – тільки $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів ДДЗ відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01 - 99,84; етан 0,10 - 20,00; пропан 0,04 - 11,25; бутан 0,01 - 4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009 - 11,14; азот 0,03 - 13,54 і вуглекислий газ 0,02 - 5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9 - 1380 г/м³) [8].

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Метою розроблюваного проекту є продовження видобування на Компанському нафтогазоконденсатному родовищі (НГКР) корисних копалин – вуглеводнів (газ природний, конденсат, нафта) та експлуатація відповідного обладнання [9].

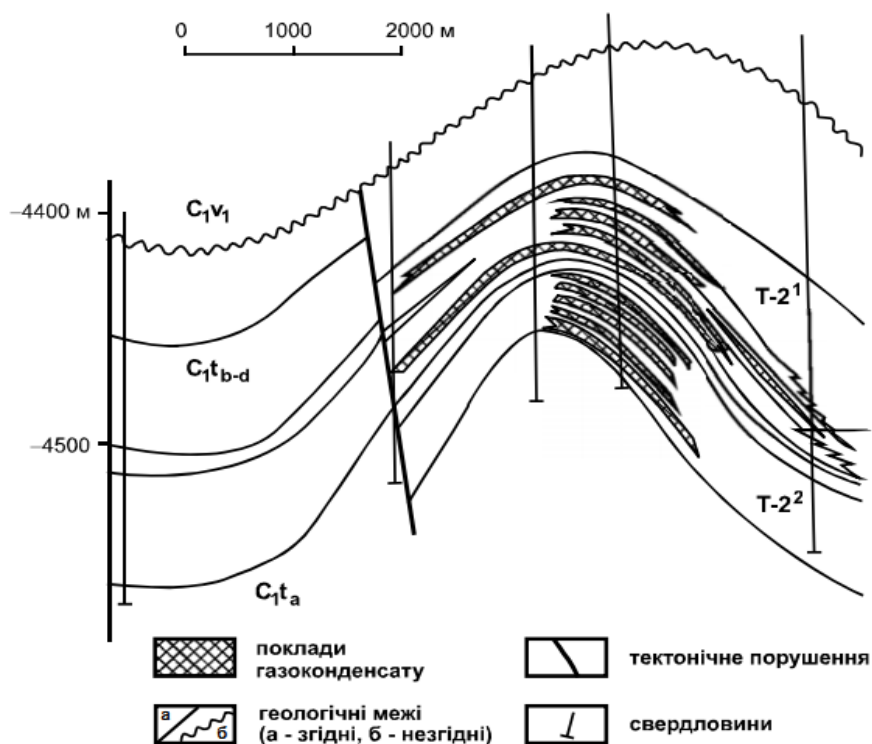


Рисунок 1.4. Типовий для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища геологічний розріз продуктивної частини

На родовищі відкрито два нафтових (гор. В-15в і В-19в) і чотири газоконденсатних поклади (гор. В-19с, В-19н, В-21 і В-24-25, нижньовізейська «плита»). Відкриті поклади мають невеликі розміри і характеризуються незначними запасами вуглеводнів. За запасами Компанське родовище відноситься до категорії дуже дрібних, а за складністю геологічної будови – до складних. Всього на родовищі пробурено 4 пошуково-розвідувальні свердловини № № 1, 2, 3, 4, з яких № № 1 і 2 свердловини виявилися продуктивними, а також дві експлуатаційно-випереджувальні свердловини № № 50 і 52.

Нафтовий горизонт В-15в залягає на глибині 4376 - 4415 м і розкритий всіма пробуреними на родовищі свердловинами. В контурі покладу пробурено свердловини № № 1, 2, 50, 52. Випробуваний горизонт в свердловині № 1 в інтервалі від 4386 до 4400 м. В свердловинах № № 2, 50 та 52 горизонт нафтонасичений за даними матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Горизонт В-19в залягає на глибині 4717 - 4746 м. В свердловинах № № 1, 3, 4 горизонт представлений щільними породами. При випробуванні в свердловині № 2 інтервалу 4717 - 4722 м отримано приплив нафти дебітом 112 т/доб. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах № № 50 та 52. Експлуатація горизонту припинена в зв'язку з падінням робочого тиску нижче тиску в системі збору. Горизонт В-19с залягає на глибині 4744 - 4794 м. Продуктивність горизонту встановлено при його випробуванні в свердловині № 1. В свердловині 2 горизонт В-19с випробуваний разом з В-19н. Отримано приплив газу з конденсатом. В свердловині № 4 при випробуванні інтервалу 4777 - 4780 м отримано приплив пластової води. Поклад горизонту В-19с розроблявся свердловиною № 1 та сумісно з горизонтом В-19н в свердловині № 2. Горизонт В-19н залягає на глибині 4751 - 4791 м. В свердловині № 1 горизонт випробуваний в двох інтервалах 4784 - 4791 м та 4771 - 4777 м. В свердловині № 2 випробовувався разом з горизонтом В-19с. Свердловина № 4 знаходиться в приконтурній зоні. В свердловині № 50 горизонт продуктивний за матеріалами ГДС та після її переведення на цей горизонт (інтервал перфорації 4785 - 4791 м) отримати приплив газу не вдалось. Свердловина № 52 розробляла горизонт В-19н (інтервал перфорації

4774 - 4764 м). В різний час поклад горизонту В-19н розроблявся свердловинами № 2, 52. З горизонтом В-21 пов'язаний газовий поклад на глибинах 4862 - 4896 м. В свердловині № 2 горизонт щільний. При випробуванні в свердловинах № № 1 (інтервал перфорації 4867 - 4873 м) і 4 (4891 - 4897 м) отримано промисловий приплив газоконденсатної суміші. В свердловині № 52 при випробуванні інтервалу 4886 - 4890 м отримано фонтан газоконденсатної суміші. Поклад горизонту В-21 розроблявся свердловиною № 52 з жовтня 2001 р. до січня 2005 р. В свердловині № 50 при випробуванні даного горизонту в травні 2005 р. (інтервал перфорації 4883,5 - 4886,5 м) отримано приплив пластової води. Отримані дані зі свердловин № № 50 та 52 свідчать про виснаженість горизонту В-21. Горизонт В-24-25 залягає на глибинах 4952 - 5089 м. Промислова газоносність горизонту встановлена випробуванням свердловин № № 1, 50 та підтверджена відповідними дослідженнями свердловини № 50. З лютого 1998 р. до травня 2005 р. свердловина № 50 розробляла газоконденсатний поклад горизонту В-24-25. Через низькі фільтраційно-ємнісні властивості колектора параметри роботи свердловини погіршувались і з кінця 2004 р. вона практично припинила фонтанування та надалі працювала в режимі стравлювання.

В гідрогеологічному відношенні Компанське родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну [10]. В процесі пошуково-розвідувальних робіт на родовищі гідрогеологічні дослідження проводились разом з оцінкою нафтогазоносності нижньовізейських горизонтів шляхом випробування свердловин в процесі буріння і з допомогою методу ВПТ (вертикально-переміщуваної труби), а також за рахунок випробування водоносних пластів у колоні [11]. За результатами випробування водоносних горизонтів встановлено, що поклади вуглеводнів Компанського родовища не мають активного зв'язку з областю живлення.

Горизонт В-15в. Дослідження горизонту проведено в свердловині № 4. Отримано приплив води дебітом $63,2 \text{ м}^3/\text{доб}$ при динамічному рівні 556 м. Коефіцієнт гідропровідності $34,9 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$, проникність $35,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, п'єзопровідності $1306 \text{ м}^2/\text{с}$. Мінералізація пластової води становить $224,3 \text{ г/л}$.

Води хлоркальцієвого типу.

Горизонт В-15н випробуваний за допомогою ВПТ в свердловині № 1. Мінералізація води 203,9 г/л, густина 1152 кг/м³. За геохімічними компонентами пластова вода горизонту аналогічна воді горизонту В-15в.

Горизонт В-18 випробуваний за допомогою ВПТ у свердловинах № № 1 і 2 в інтервалах 4644 - 4698 м та 4653 - 4710 м. Дебіти пластової води становили відповідно 257 та 84 м³/доб. Отримана вода частково опріснена. Вміст йоду, бром, бору не перевищує фонові значення. Мінералізація 166,6 г/л, густина 1130 кг/м³.

Горизонт В-19с+В-19н досліджувались в колоні свердловини № 4. Після розкриття інтервалів 4777 - 4780 м і 4788 - 4797 м отримано припливи води дебітом 5,5 та 8,9 м³/доб при динамічних рівнях 786 - 851 м. Мінералізація води 292,8 і 272,2 г/л. Води містять мікрокомпоненти: йод 10,58 мг/л, бром 103,9 мг/л, бор 12,35 мг/л. Підвищена кількість амонію (108 мг/л), що характерно для приконтурних вод.

Горизонт В-20 випробуваний за допомогою ВПТ в свердловині № 2 сумісно з горизонтом В-19н в інтервалі 4774 - 4816 м. Дебіт пластової води становив 56 м³/доб. Мінералізація 171,2 г/л. Вміст йоду і бром нижче фонових значень для цих глибин.

В процесі розробки покладів горизонтів В- 19с, В-19н, В-21 та В-24-25 в продукції всіх видобувних свердловин містилась незначна кількість води, водяний фактор в середньому становив 32 - 65 г/м³. Суттєвого збільшення відборів води за час розробки не відмічалось.

На Компанському родовищі станом на 01.01.2019 р. розробляється горизонт В-15. В контурі покладу пробурено свердловини № № 1, 2, 50, 52. Розробка продовжується свердловиною № 2. Свердловина 52 знаходяться в спостережному фонді, свердловина № 50 в консервації з горизонту В-15. Станом на 01.01.2019 р. з горизонту видобуто 5,437 тис. т нафти, 0,382 млн. м³ розчиненого газу. Накопичений видобуток по Компанському родовищу складає 9,052 тис. т нафти, 1,577 млн. м³ розчиненого газу, 394,760 млн.м³ вільного газу, 111,084

тис. т конденсату.

Основні гірничо-геологічні параметри, градієнти пластових тисків і тисків гідророзриву пластів наведено в узагальненій літолого-геологічній характеристиці ділянки виконання бурових робіт на Компанському НГКР (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика продуктивного розрізу Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальні показники категорій		Значення градієнтів тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0 - 460	Піски, мергель, глина	II	I	0,0100	0,0135	Обвали
460 - 820	Глина, крейда	III	II	0,0102	0,0140	Обвалення стінок
820 - 1460	Глина, крейда, аргіліт	V	IV	0,0108	0,0155	Поглинання рідини
1460 - 2120	Пісковик, алевроліт, вапняк	V	IV	0,0116	0,0170	Обвали
2120 - 3100	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VI	V	0,0112	0,0160	Поглинання рідини
3100 - 4000	Алевроліт, ангідрит, аргіліт	IV	VI	0,0112	0,0160	Осипання
4000 - 4400	Пісковик, ангідрит, алевроліт	VI	V	0,0112	0,0160	Поглинання рідини
4400 - 4900	Пісковик	VII	V	0,0124	0,0190	Зона нафтогазопроявлень

При сумісному розкритті різних за геологічними та фізичними характеристиками горизонтів, можуть створюватися умови виникнення інтенсивних

газопроявленнь у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного газу з конденсатом. Для запобігання таких ускладнень при бурінні свердловин, необхідно передбачити наступне: вибір конструкції свердловини повинен забезпечити попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію гирла противикидним обладнанням; підбір обсадних труб за міцністю повинен вестися виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на гирлі свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину необхідно визначати виходячи з умов забезпечення створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів повинен базуватися на умовах створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизацію гирла свердловин необхідно здійснювати відповідним проектним розрахунком сертифікованим противикидним обладнанням; на буровій ділянці повинен матись деякий об'єм запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів [12].

На даний час в діючому фонді Компанського НГКР тільки одна свердловина № 2, яка експлуатує продуктивний поклад горизонту В-15.

Компанське родовище облаштоване і має весь комплекс необхідних комунікацій та установок для збору, підготовки і внутрішньопромислового транспорту газу і конденсату [13].

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Всі свердловини експлуатаційного призначення є капітальними спорудами, покликаними бути на службі деякий час. Зі свердловин добувають корисні копалини, за їх допомогою нагнітають в пласти різні агенти, ведуть контроль за розробкою родовищ тощо. Для здійснення означених процесів необхідно продуктивний пласт з'єднати з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним каналом. Проте незакріплений відкритий стовбур свердловини ще не є таким надійним каналом внаслідок нестійкості гірських порід, наявності в розрізі свердловин пластів, що насичені різними флюїдами (вода, нафта, газ, їх суміші), які знаходяться під різним тиском, та ін. Тому при спорудженні свердловини виникає необхідність кріпити її стовбур і роз'єднувати (ізолювати) пласти, що містять різні флюїди [14].

Кріплення стовбура свердловини здійснюється шляхом спуску в неї спеціальних труб, званих обсадними. Ряд обсадних труб, сполучених послідовно між собою, складає обсадну колону. Для кріплення свердловин застосовують сталеві (іноді пластикові) обсадні труби.

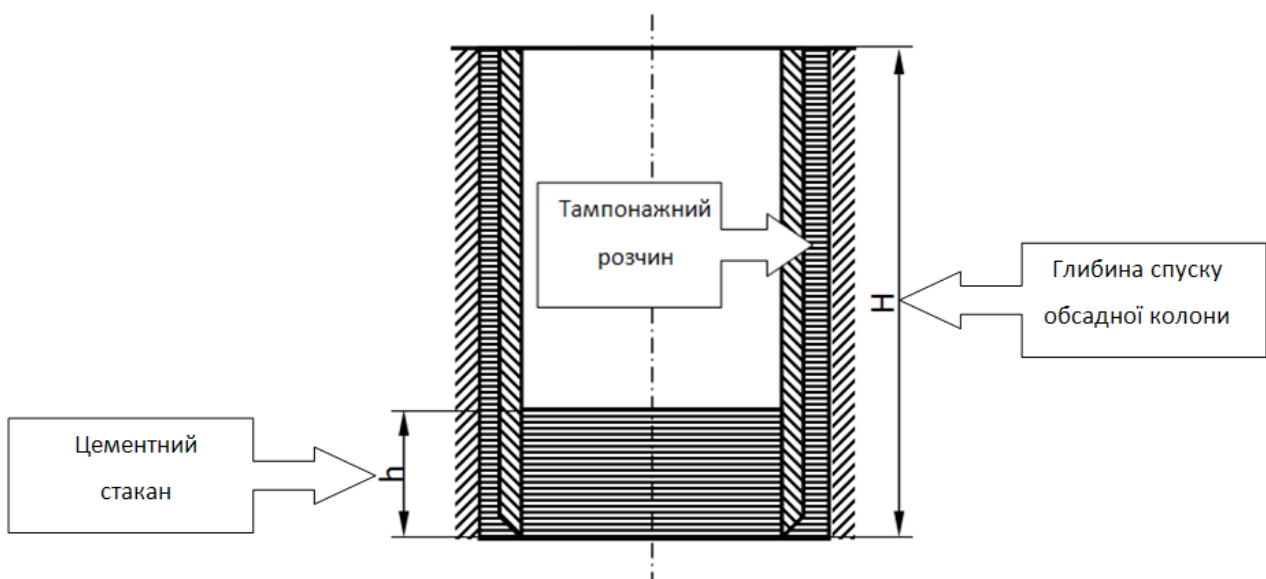


Рисунок 2.1. Приклад кріплення стовбура свердловини обсадними трубами і тампонажним матеріалом

Насичені різними флюїдами пласти роз'єднані непроникними гірськими породами («покришками»). При бурінні свердловини ці непроникні роз'єднувальні покришки порушуються, і створюється можливість міжпластових перетікань, мимовільного виліву пластових флюїдів на поверхню і, як наслідок, втрати нафти і газу, обводнення продуктивних пластів, забруднення джерел водопостачання і атмосфери, корозія спущених у свердловину обсадних колон.

Для виключення таких негативних наслідків кільцевий канал (кільцевий простір) між стінкою свердловини і спущеною в неї обсадною колоною заповнюється тампонуєчим (таким, що ізолює) матеріалом (рис. 2.1). Тампонажні суміші являють собою системи, що включають в'язучу речовину, інертні та активні наповнювачі, хімічні реагенти. Їх готують у вигляді розчинів (частіше водних) і закачують у свердловину насосами. З в'язучих речовин найширше застосовують тампонажні портландцементи. Саме тому процес відокремлення пластів називають цементуванням [15].

В процесі проводки свердловини можливі різні ускладнення. При цьому зустрічаються випадки, коли подальше поглиблення свердловини без попереднього кріплення її стінок і відокремлення пластів стає неможливим.

Таким чином, в результаті механічного буріння, кріплення свердловини і відокремлення пластів створюється стійке підземне спорудження певної конструкції. Під конструкцією свердловини розуміється сукупність даних про число і розміри (діаметр, довжина) обсадних колон, діаметри стовбура свердловини під кожною колоною, інтервали цементування, а також про способи і інтервали з'єднання свердловини з продуктивним пластом.

Відомості про діаметри, товщину стінок і марки сталей обсадних труб за інтервалами, про типи обсадних труб, компоновання низу обсадної колони входять в поняття конструкції обсадної колони – оснащення обсадної колони.

У свердловину спускають обсадні колони певного призначення: напрям, кондуктор, проміжні колони, експлуатаційна колона [16].

Напрям спускається у свердловину для попередження розмиву і обвалення гірських порід навколо гирла при бурінні під кондуктор, а також для

з'єднання свердловини з очисною системою (жолобами). Кільцевий простір за напрямом заповнюють по усій довжині цементним розчином або бетоном. Напрям спускають на глибину від декількох метрів в стійких породах, до сотні метрів на морі, в болотах, рихлих ґрунтах.

Кондуктором зазвичай перекривають верхню частину геологічного розрізу, де є нестійкі породи, пласти, насичені водою і іншими флюїдами, поглинаючи промивальну рідину або проявляючи, подаючи на поверхню пластові флюїди, тобто все ті інтервали, які ускладнюватимуть процес подальшого буріння, і які необхідно ізолювати в цілях охорони надр і довкілля до початку буріння наступних інтервалів свердловини. Кондуктором обов'язково мають бути перекриті усі пласти, насичені прісною водою. Кондуктор служить також для установки противикидного гирлового устаткування і підвіски наступних колон. Для надійної ізоляції верхніх вод, надання достатньої міцності і стійкості стовбуру свердловини, кондуктор необхідно цементувати по усій довжині. При бурінні на морі встановлюється так званий морський кондуктор.

Експлуатаційна колона спускається у свердловину для витягання нафти, газу або нагнітання в продуктивний горизонт води або газу з метою підтримки тиску пласта. Кільцевий простір за експлуатаційною колоною в газових і розвідувальних свердловинах заповнюють тампонажним розчином по усій довжині, а в нафтових свердловинах – або по усій довжині, або з перекриттям попередньої колони не менше чим на 100 м. Допускається схема цементування в газових і розвідувальних свердловинах з підйомом цементного розчину на меншу висоту, якщо забезпечується надійна герметизація з'єднань обсадних труб.

Проміжні колони необхідно спускати, якщо неможливо пробурити до проектної глибини без попереднього відокремлення зон ускладнень (проявів, обвалів). Рішення про їх спуск приймається після ретельного вивчення і аналізу геологічних умов і можливостей технології буріння. При цьому істотно важливим є аналіз співвідношення тисків, що виникають при бурінні в системі «свердловина - пласт».

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску

знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.2). Діаметр експлуатаційної колони, обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини та параметрами технології розробки в умовах Компанського нафтогазоконденсатного родовища, та складає 127 мм.

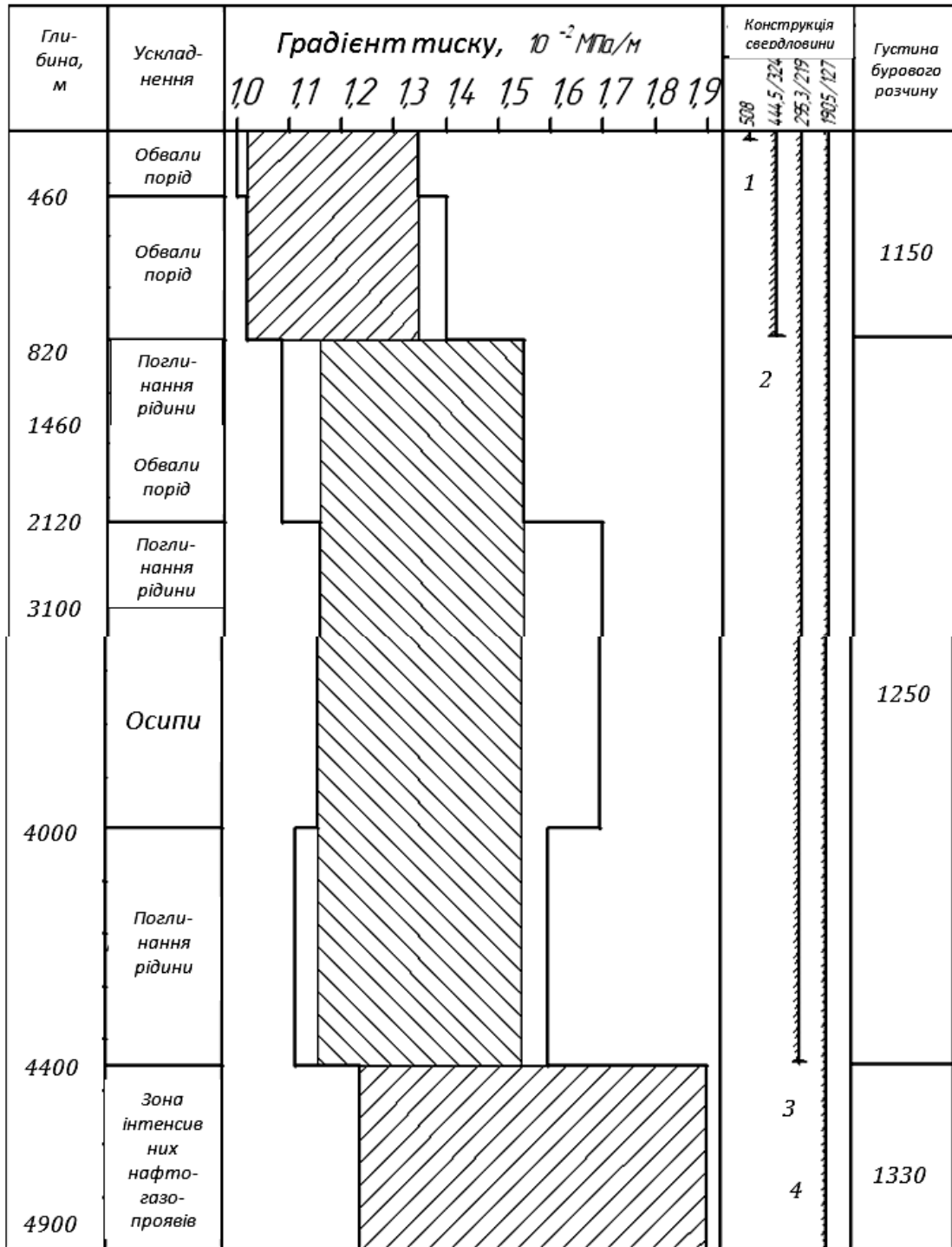


Рисунок 2.2. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Обґрунтування конструкції проводиться в два етапи. На першому етапі вибирається метод входження в пласт, число обсадних колон і глибини їх спуску. На другому – розміри колон, діаметри доліт, інтервали цементування.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання).

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірських порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів. У разі проектування пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити можливість спуску резервної обсадної колони.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрямок і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають: продуктивні горизонти, окрім запроєктованих до експлуатації відкритим вибоєм; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, в т.ч. з непромисловими запасами; виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

Діаметри обсадних колон і діаметри доліт для буріння під них визначають з урахуванням літології, профілю свердловини і інших чинників. Наприклад, в похилих свердловинах проміжки мають бути збільшені. Якщо ділянка стовбура свердловини представлена недостатньо стійкими породами, схильними до випучування, величину проміжку між обсадною колоною і стінкою також необхідно збільшувати.

Відповідно до графіка (рис. 2.2) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні типи обсадних труб (колон) (табл. 2.1):

- на інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрямок, із суворим додержанням вер-

тикальності та повною цементацією затрубного простору;

- на інтервалі 0 - 820 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід, схильних до обвалів, з повною цементацією затрубного простору;

- на інтервалі 0 - 4400 м – проміжна колона, яка ізолює вплив зон поглинання рідини та руйнувань стінок свердловини, з повною цементацією затрубного простору;

- на інтервалі 0 - 4900 м – експлуатаційна колона, з повною цементацією затрубного простору.

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону [17]:

$$D_{\delta}^e = D_m + 2 \cdot \delta, \quad (2.1)$$

де D_m – діаметр муфти експлуатаційної колони, δ – зазор поміж експлуатаційною колоною та стінками свердловини.

$$D_{\delta}^e = 147 + 2 \cdot 15 = 177 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^e = 190,5$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^e + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{np}} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{np}} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_m^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{np}} = 295,3$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 324$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{к}} = 351$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_m^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 35 = 421 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $D_{\delta}^k = 444,5$ мм.

б) діаметр напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^h = D_{\delta}^k + 50 = 444,5 + 50 = 495,5 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо $D_{\text{зн}}^h = 508$ мм.

Отримані дані зводимо до підсумкової табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Загальна характеристика конструкції свердловини для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напрямок	1	508	10	До гирла	-
Кондуктор	2	324	820		444,5
Проміжна	3	219	4400		295,3
Експлуатаційна	4	127	4900		190,5

Розрахунок конструкції свердловини завершено. Для встановлення направляючої колони буде споруджено спеціальний шурф.

2.2 Вибір способу буріння

Застосовувані на даний час способи буріння свердловин можуть бути класифіковані за наступними критеріями [18]: спосіб руйнування порід, форма вибою, характер енергії, що використовується або конструкція приводу, призначення свердловини і т.д. Найпоширенішою класифікацією є розділення способів буріння по декількох ознаках: колонкове буріння – за формою вибою; роторне – за конструкцією обертача; ударне – за способом руйнування порід і т.д.

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників

свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки [19].

Поглиблення стовбура свердловини здійснюється за допомогою долота, що обертається, при постійно діючому на нього осьовому навантаженні. Для обертання долота в одних випадках використовують встановлений на поверхні ротор, в інших – занурений двигун [16].

При обертальному бурінні поглиблення забою відбувається в результаті одночасної дії на породоруйнівний інструмент, у випадку спорудження нафтогазових свердловин – долото, навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото занурюється в породу, а під впливом крутного моменту сколює останню. Існує два різновиди обертального буріння – роторний та з використанням вибійних двигунів.

Для умов розроблюваного геолого-технічного проекту приймаємо роторний спосіб буріння.

При роторному способі буріння основні режимні параметри – осьове навантаження, частоту обертання долота, витрату бурового розчину – можна змінювати з пульта бурильника, тобто є можливість в певних межах одночасно підвищувати або знижувати, навіть фіксувати один з параметрів на певному рівні і змінювати рівні інших. Це дозволяє підбирати кращі поєднання параметрів для конкретних умов буріння.

Дійсно, при зміні одного або декількох режимних параметрів, доцільно змінювати і інші в певному напрямі і на певну величину, залежно від обраного критерію оптимізації процесу поглиблення стовбура свердловини.

Значність величини крутного моменту, що розвивається ротором, створює можливість передавати на долото досить великі осьові навантаження, забезпечуючи роботу його в об'ємній області руйнування гірських порід, переважно в області другого стрибка. Крутний момент зазвичай достатній для буріння шарошковими долотами усіх типів, у тому числі долотами з великим ковзанням і одношарошковими. Проте при використанні алмазних доліт і конструкцій доліт типу ІНМ, частину крутного моменту не вдається передати від ротора до

долота внаслідок обмеженої міцності бурильних труб, хоча можливості ротора і його приводу для цього зазвичай є. В результаті ці долота працюють у свідомо неефективному режимі, їх застосування неекономічне, тому для буріння верхніх інтервалів розрізу, як правило, вони не використовуються.

При бурінні твердих порід шарошковими долотами крутний момент невеликий, а осьове навантаження на долото обмежується міцністю і стійкістю опор шарошок, міцністю бурильних труб, вагою низу колони (разом із обваженими бурильними трубами), за винятком буріння верхніх інтервалів розрізу та застосування доліт великого діаметру.

Частота обертання долота при роторному способі буріння порівняно невелика, та складає 100 - 500 об/хв, проте найчастіше вона лежить в межах 60 - 120 об/хв, за кордоном практикуються значення в 25 - 40 об/хв. Це пов'язано з тим, що із зменшенням частоти обертання знижуються витрати енергії на холосте обертання колони, а також і її знос, збільшується довговічність бурильних труб і долота, зменшуються вібрації і вірогідність поломок труб. Зниження частоти обертання, проте, повинне супроводжуватися підвищенням передаваного на долото крутного моменту.

Саме бажання підводити до долота як можна більшу потужність змушує підтримувати високі частоти обертання, оскільки низька міцність вживаних раніше бурильних труб ще більше обмежувала можливість передачі на вибій крутного моменту. Зниження частоти обертання повинне супроводжуватися набагато більшим підвищенням крутного моменту, щоб підводити до долота ще більшу і усе зростаючу потужність. За цієї умови, як відзначалося вище, буріння вестиметься в найбільш вигідному низькооборотному режимі при підвищених осьових навантаженнях на долото, тобто при великих значеннях відношення крутний момент/частота обертання.

Із збільшенням відношення крутний момент/частота обертання, істотно знижується енергоємність руйнування порід. Низькооборотне буріння доцільне і тому, що досить стійкі долота з герметизованою опорою створені саме для цього режиму. Усе це забезпечує отримання більшої проходки на долото, чим

при бурінні вибійними двигунами, що особливо помітно при проходці високоабразивних, пластичних порід.

Завдяки можливості передачі відносно великих крутних моментів при бурінні на глибини в 4000 - 6000 м, роторний спосіб перспективний і при проводці надглибоких свердловин в абразивних, пластичних породах. Обертання бурильної колони сприяє закручуванню висхідного потоку промивальної рідини, кращому винесенню шламу. При роторному способі застосовуються ті ж високонапірні насоси, що і при турбінному бурінні, тому є істотний резерв для підвищення тиску, який може бути використаний в насадках гідромоніторних доліт.

Менша потреба у витраті бурового розчину дозволяє створювати набагато більший перепад тиску і вищу швидкість витікання його з насадок. При зниженні частоти обертання долота зменшується обертально-вихровий ефект потоку розчину, ослабляється зважування шламу в порівнянні з високооборотним бурінням. Тому промивання вибою має бути за таких умов досконалішим.

Роторне буріння можливе при усіх видах бурового розчину, проте вимоги до його змашуючої і протизносною здатності вищі. Аварійність при роторному способі вище внаслідок більшого вигину і закручування бурильної колони, більшої динамічності і виникнення дії знакозмінної напруги. Тому важливо використовувати обважені бурильні труби такої довжини, щоб при передачі на долото достатнього осьового навантаження нейтральний переріз знаходився в інтервалі установки саме обважених труб, а для зниження стріли прогину важливе використання центраторів, крім того, для зменшення зношування бурильних труб важливе використання запобіжних кілець. Амортизатори коливань також сприяють зниженню аварійності і збільшенню проходки на долото.

При роторному бурінні менш вірогідне зависання бурильної колони, тому осьове навантаження, що показується індикатором ваги, більше відповідає фактично передаваним на долото. Знання дійсних частоти обертання, осьового навантаження і крутного моменту допомагає надійніше оцінювати рівень зносу зубів і опор долота, чергування порід за твердістю. У міру зношування опор,

при бурінні в твердих породах, крутний момент неухильно зростає. Це дозволяє більш обґрунтовано змінювати режим буріння, раціонально відпрацювати і своєчасно міняти долото.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Неупереджений аналіз виробничих даних доводить існування стійкої тенденції постійного збільшення об'ємів буріння із застосуванням доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC) [15, 20], проте існує доволі значне протиріччя між показниками роботи останніх у породах м'яких, пластичних і породах пластично-крихких середньої твердості та твердих, що пов'язано із інтенсивним зношуванням озброєння. З огляду на зазначене, в представленому проекті розроблено режимно-технологічні параметри процесу буріння із застосуванням шарошкових доліт, як інструменту, що має цілком прогнозовані техніко-технологічні критерії застосування.

Породоруйнівний інструмент призначений для руйнування гірської породи на вибої при бурінні свердловини. За принципом руйнування породи інструмент підрозділяється на групи: ріжуче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання в'язких, пластичних і малоабразивних порід невеликої твердості; дробляче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних; стираюче-ріжучої дії – застосовується для буріння в породах середньої твердості, а також при чергуванні високопластичних малов'язких порід з породами середньої твердості і навіть твердими.

За призначенням всі бурові долота класифікуються за наступними групами: для колонкового буріння (руйнують породу по периферії вибою); для суцільного буріння; спеціального призначення.

Найбільшого поширення в практиці буріння нафтових і газових свердловин набули тришарошкові долота дробляче-сколюючої дії з твердосплавним або сталевим озброєнням [21]. Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах

яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями). Лапи зварюють між собою. На верхньому кінці конструкції нарізана замкова приєднувальна різьба. Кожна лапа в нижній частині завершується цапфою, на якій проточені бігові доріжки під кульки і ролики. На цапфі через систему підшипників встановлюється шарошка з біговими доріжками. Тіло шарошки оснащено сталевими зубами, розміщеними по вінцях. На торці з боку приєднувальної різьби вибиваються шифр долота, його порядковий номер, рік виготовлення.

Опори шарошок – найбільш відповідальні вузли шарошкового долота, стійкість яких найчастіше визначає довговічність долота в цілому. Опора шарошечних бурових доліт в процесі обертання шарошки забезпечує передачу осьового навантаження у такому порядку: навантаження від бурильної колони через цапфи і тіла кочення передається озброєнню шарошки, що знаходиться у контакті з гірською породою вибою свердловини [16].

При бурінні свердловин також застосовують лопатеві долота різально-сколюючого і різально-стираючого типів. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого трилопатеві і шестилопатеві, а також долота Інституту надтвердих матеріалів (м. Київ) «ІНМ», які армовані вставками з надтвердого матеріалу «Славутич».

Долота 2Л і 3Л застосовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з прошарками порід середньої твердості. Випускаються долота з наступними діаметрами: 76, 93, 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 161, 190, 213, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394 і 445 мм. Передні і бічні грані лопатей армуються металокерамічними пластинами.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться наступними способами: за механічними і абразивними властивостями гірських порід; за промисловими даними.

Для вибору типу долота за першим способом для буріння конкретної породи, яка містить прошарки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості і абразивності усіх прошарків.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і

абразивних властивостей скористаємося даними джерел [15, 17]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Короткі відомості про технічні параметри прийнятих доліт для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Інтервал застосування	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю/буримістю	категорія за абразивністю			
0 - 820	II-III	I-II	ЗЛГ - 444,5	90	370
820 - 2120, 3100 - 4000	IV-V	IV	III295,3СЗ - ГВ	80	400
2120 - 3100, 4000 - 4400	VI	V	III295,3ТЗ - ЦВ	77	400
4400 - 4900	VIII	VI	III190,5К - ГНУ	33	250

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву K . Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву K . У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса (рис. 2.3).

Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінці позначаються великими буквами російського алфавіту в порядку від вершини шарошки до її підстави. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним. Перша шарошка має мінімальну кількість зубів на вінці A , у свою чергу третя – максимальне.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування зубів на шарошці. У межах вінців, озброєння характеризується наступними па-

раметрами: крок зубів – t ; висота зуба – h ; довжина зуба – l ; кут при вершині – 2λ .

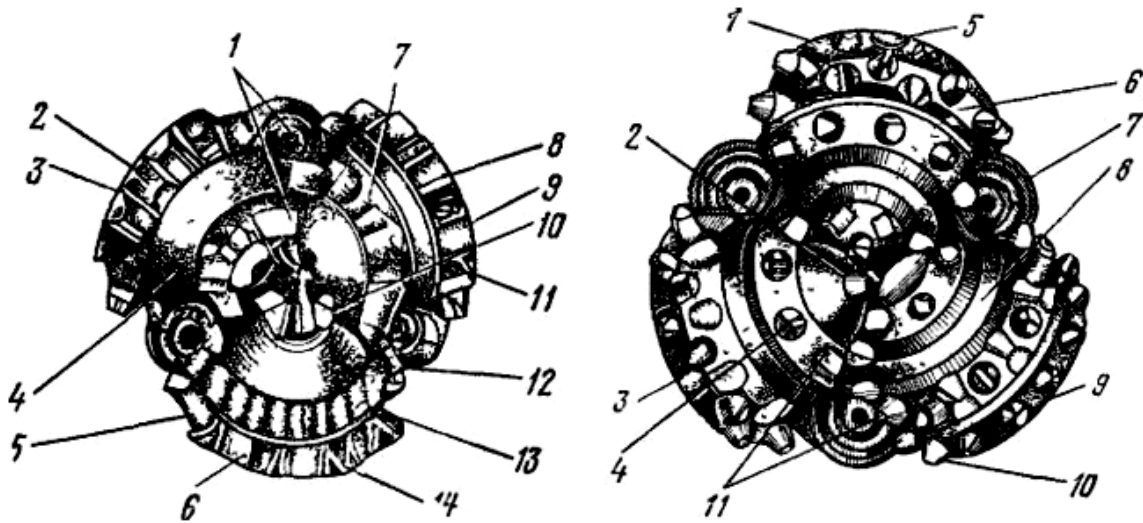


Рисунок 2.3. Елементи долота із зубами, що фрезеруються, і вставками з карбиду вольфраму: 1, 7 - вершина і підстава зубця 2 - зубець; 3, 6, 8 - шарошки, 4 - міжвінцове розточування, 5 - виймка між зубцями 9 - промивальна канавка 10 - стисоподібна вершина; 11, 14 - калібруючі поверхні периферійних зубців з різальними кромками відповідно L і T - образної форми, 12 - тильна сторона шарошки з твердим покриттям; 13 - напрямної шарошки; 1, 3, 9 - шарошки № 2, 1 і 3 відповідно, 2 - штирі з пікоподібною робочою голівкою, 4 - подовжені штирі з пікоподібною робочою голівкою; 5 - плоскі твердосплавні вставки; 6 - крок (змінний) між твердосплавними вставками; 7 - отвір насадки; 8 - міжвінцове розточування (канавка); 10 - штирі з пікоподібною робочою голівкою калібруючого вінця шарошки, 11 - штирі внутрішнього вінця шарошки.

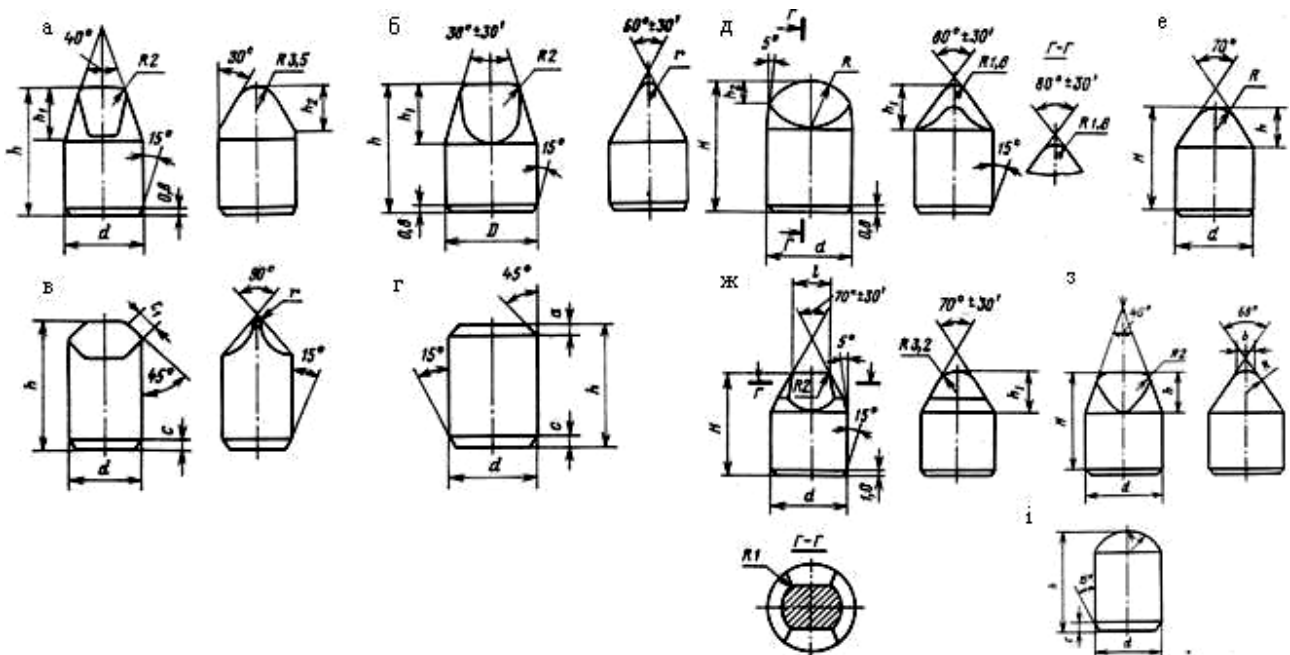


Рисунок 2.4. Зубки, які використовують для армування шарошкових доліт:
а – М; б – М2; в – Г-25; г – Г-54; д – Т; е – К; ж – СТ; з – С; і – Г-26

На периферійному вінці зуби в плані можуть мати Г, Т або П образну форму. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною (рис. 2.4).

Маркуються зубки наступним чином: С11×17. Де С – вид (модифікація) зубка; 11 – округлений діаметр зубка, мм; 17 – округлена висота зубка.

Долота випускаються таких номінальних діаметрів 46,0; 59,0; 76,0; 93,0; 98,4; 108,0; 112,0; 120,5; 132,0; 137,7; 142,9; 146,0; 149,2; 151,0; 158,7; 165,1; 171,4; 187,3; 190,5; 196,9; 200,0; 212,7; 215,9; 222,3; 228,6; 244,5; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 320,0; 349,2; 374,6; 381,0; 393,7; 444,5; 469,9; 490,0 і 508,0 мм. У найбільшій кількості випускаються долота наступних розмірів: 190,5; 215,9; 269,9 мм.

Виготовляються долота одно-, дво-, три-, чотири- і шестишарошкові.

Стандартом передбачено наступні типи системи озброєння доліт у залежності від механічних властивостей гірських порід: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К і ОК.

Долота мають таку сферу застосування: М – для м'яких порід типу глини, крейди, гіпсу, I - III категорії з буримості; МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід; С – для середніх порід типу пісковиків, щільних глин, мергелів IV - V категорій з буримості; СТ – для середніх з прошарками твердих порід; Т – для твердих порід типу доломітів, доломітизованих вапняків, базальтів VI - VII категорії з буримості; ТК – для твердих і міцних порід; К – для особливо міцних порід типу гранітів, окремених вапняків, кварцитів VIII - X категорій з буримості; ОК – для дуже міцних порід XI - XII категорій з буримості. Долота типу М, МС, С, СТ, Т випускаються зі сталевими зубами. При цьому зі збільшенням твердості порід зменшується висота зуба і крок, збільшується кут пригостріння і кількість зубів. Для абразивних порід застосовуються долота МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ. Тут шарошки озброєні твердосплавними зубками з клиноподі-

бною вершиною. Долота типу ТК мають комбіноване озброєння – сталеві зуби і твердосплавні зубки з напівсферичною вершиною. Для міцних і дуже міцних порід застосовують долота К і ОК, озброєні зубками з напівсферичною вершиною.

Індекс 3 означає, що шарошки армовані зубками (вставками) твердого сплаву і призначені для буріння абразивних порід.

Для армування основних вінців шарошок долота типу МЗ використовуються зубки М та М2, які замінили зубок старої форми Г-25. Діаметр зубка d варіюється від 10,12 до 14,14 мм а висота h – від 14,7 до 19,6 мм. Зубок М відрізняється від зубка М2 меншим кутом пригостріння, а також більшими висотою і вильотом головки зуба. Чим більше притуплення зубка тим більша стійкість зубка і менша механічна швидкість буріння. Задля уникнення абразивного зносу зворотних тильних конусів шарошок їх армують зубками Г-54. Головка такої вставки виконується гладкою і запресовується майже врівень з поверхнею зворотного конуса шарошки.

Для армування доліт типу СЗ використовують зубок С, який замінив зубок Г-25. Цей зубок має більш притуплену вершину ніж зубок М. Діаметр зубка коливається від 8,12 до 14,14 мм; висота H – від 11,7 до 19,6 мм; ширина b притуплення вершини – від 2,7 до 3,4 мм; радіус закруглення – від 2,6 до 3,2 мм.

Озброєння шарошок доліт типу ТЗ раніше було представлене тільки зубками Г-25. В теперішній час використовують зубки типу С і дещо рідше Т. Зворотний конус шарошок армується зубком Г-54.

Для армування шарошок доліт ТКЗ використовують зубки з різними робочими головками Г-25 і Г-26 або Т і К, які чергуються між собою в кожному вінці. Іноді використовують зубки.

Для армування доліт типу К використовують зубки Г-26 і рідше К з напівсферичною формою робочої головки.

Для армування доліт типу ОК використовують зубки Г-26 і Г-54.

По розташуванню і конфігурації промивальних каналів розрізняють долота з центральним промивальним каналом (позначається буквою Ц) і гідромоніторні долота з бічними каналами (Г).

У гідромоніторних доліт наприкінці промивальних каналів установлені змінні мінералокерамічні або твердосплавні насадки [22]. Сопло формує і направляє на вибій між двома суміжними шарошками струмінь промивальної рідини зі швидкістю понад 80 м/с. У закордонній технічній літературі гідромоніторні долота називають струминними.

2.4 Вибір бурильної колони

Бурильна колона призначена для наступних цілей [16]: 1) передачі обертання від ротора до долота; 2) сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна; 3) підведення промивальної рідини до турбобуру (або іншого вибійного двигуна) при турбінному бурінні, до долота і вибою свердловини при всіх способах буріння; 4) монтажу окремих секцій струмопроводу при бурінні з електробуром; 5) створення навантаження на долото; 6) підйому і спуску долота, турбобура, гвинтового двигуна, електробура; 7) проведення допоміжних робіт (опрацювання, розширення і промивка свердловини, випробування пластів, ловильні роботи, перевірка глибини свердловини і т.д.).

Бурильна колона (рис. 2.5) з'єднує долото (вибійний двигун і долото) з наземним обладнанням (вертлюгом) і складається зі згвинчених одна з іншою ведучої труби 4, бурильних труб 8 і обважнених бурильних труб (ОБТ) 12 і 13. Верхня частина бурильної колони, представлена ведучою трубою 4, приєднується до вертлюга 1 за допомогою верхнього перевідника ведучої труби 3 і перевідника вертлюга 2. Ведуча труба приєднується до першої бурильної труби 8 за допомогою нижнього перевідника ведучої труби 5, запобіжного перевідника 6 і муфти бурильного замка 7. Бурильні труби 8 згвинчуються одна з іншою за допомогою бурильних замків, що складаються з муфти бурильного замку 7 і ніпеля бурильного замку 9, або за допомогою з'єднувальних муфт 10. Обважені бурильні труби 12 та 13 згвинчуються одна з іншою безпосередньо. Верхня ОБТ приєднується до бурильної труби за допомогою перевідника 11. До останньої ОБТ пригвинчується через перевідник долото 14 (при роторному способі

буріння), або вибійний двигун з долотом (при турбінному/гвинтовому бурінні і при бурінні з електробуром).

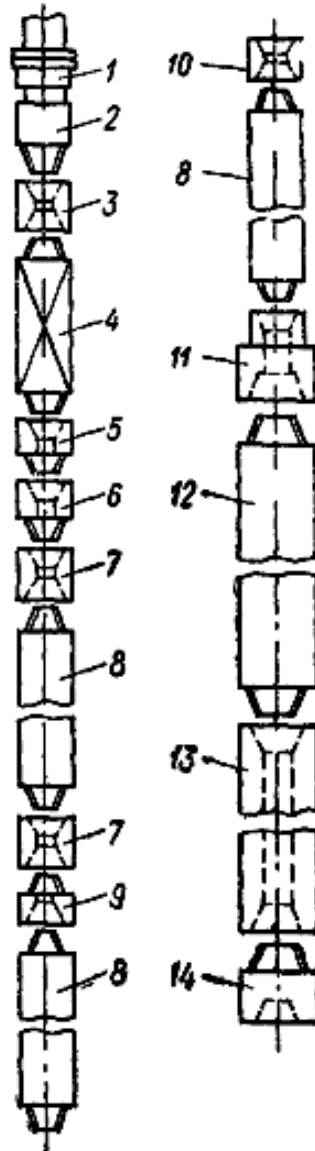


Рисунок 2.5. Принципова узагальнена схема компонування бурильної колони

Розробка конструкції бурильної колони починається з обґрунтування компонування низу бурильної колони (КНБК).

Розробка КНБК зводиться до визначення діаметра і довжини обважнених бурильних труб (ОБТ), обґрунтування конструкції КНБК що дозволяє дотримувати заданої траєкторії свердловини. Після розробки КНБК приступають до вибору бурильних труб для комплектування секцій і розрахунку довжин секцій.

Діаметр ОБТ визначають, виходячи з умов забезпечення найбільшої жорсткості перетину у даних умовах буріння, а довжину виходячи з навантаження

на долото.

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_{\phi} \leq 295,3$ мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_{\phi}} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\text{бм}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\text{БТ}} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо труби конструкції ТБВ}$$

із зовнішнім діаметром $d_{\text{БТ}} = 114$ мм.

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\phi 114$ мм для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Замок			Навантаження на розтяг до межі плинності					Маса 1 м, кг
зовнішній	мінімальний за перерізом тіла труби		Тип	внутр. діаметр, мм	Різьба	Д	К	Е	Л	S,P (за API Spec 5DP)	
114	78	8	ЗШ-146	80	3-121	980	1320	1420	1710	-	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	-	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	3302	28,9

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру.

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KG_{\text{д}}}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (2.7)$$

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

K – коефіцієнт резерву, $K = 1,20 - 1,25$;

$G_{\text{д}}$ – осьове навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{м}}$ – щільність матеріалу труби, кг/м^3 ;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м; $q_{\text{ОБТ}} = 102,9$ кг.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо $l_{\text{ОБТ}} = 375$ м.

Довжину ОБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги; для цього необхідно визначити критичну довжину ОБТ за формулою:

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБТ}}}} \quad (2.8)$$

де E – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м^2 ;

I – момент інерції за дії вигину, м^4 .

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{зн}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

де $d_{\text{зн}}$, $d_{\text{вн}}$ – відповідно зовнішній та внутрішній діаметри ОБТ, м.

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{21 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

Якщо $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компонування ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри ви-

значають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [16, 18], для проєктованого випадку центратори необхідно встановити через кожні 125 м (загалом приймаємо 2 центратора).

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб (НКБТ), для цього вибирають труби групи міцності «Д» з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250 - 300 м.

Приймаємо довжину наддолотного комплекту 300 м (12 свічок) з труб ТБВ – 114, матеріал виготовлення – сталь групи міцності «Д» з товщиною стінки 10 мм.

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності «Д» з мінімальною товщиною стінки (табл. 2.3, 2.4) [15].

Таблиця 2.4

Межа плинності матеріалу труб

Група міцності сталі	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Межа текучості матеріалу труб $\sigma_{тр}$, МПа	380	500	550	650	750	900	1000

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягування по формулі:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{ОБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.9)$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_{nl}}{K_1 n},$$

де Q_{p1} – допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T = 1,15$);

$G_{\text{ОБТ}}$ – вага ОБТ, Н;

G – вага вибійного двигуна, Н;

$G_{\text{нк}}$ – вага наддолотного комплекту (НКБТ), Н;

P_n – сумарні втрати тиску у вибійному двигуні та долоті, Па;

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м^2 ;

q_1 – вага 1 м бурильних труб першої секції, Н/м;

Q_{nl} – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н;

n – коефіцієнт запасу міцності (при бурінні забійним двигуном $n = 1,3$; при роторному бурінні $n = 1,4$);

K_1 – коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту и моменту на вигин (при бурінні забійними двигуном $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1 = 1,04$).

Перша секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки – 8 мм

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15 (375 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 330) \left(1 - \frac{1,88}{7,88}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,078^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,88}{7,88}\right)} = 811 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 800$ м.

Якщо сумарна довжина КНБК, ОБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається за формулами:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)};$$

$$l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (2.10)$$

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

Q_{p2} , Q_{p3} - допустиме розтягуюче навантаження для труб другої і третьої секцій;

q_2 , q_3 – вага 1 м бурильних труб другої і третьої секцій.

Друга секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки – 9 мм

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН};$$

$$l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 506 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 500$ м.

Третя секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН};$$

$$l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 221 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 200$ м.

Четверта секція: сталь групи міцності К, товщина стінки – 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН};$$

$$l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 298 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 275$ м.

П'ята секція: сталь групи міцності К, товщина стінки – 9 мм

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН};$$

$$l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 400$ м.

Шоста секція: сталь групи міцності К, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН};$$

$$l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 348 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 325$ м.

Сьома секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208 \text{ кН};$$

$$l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 373 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 350$ м.

Восьма секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки – 9 мм

$$Q_{p8} = \frac{1910}{1,04 \cdot 1,4} = 1311 \text{ кН};$$

$$l_8 = \frac{1311 - 1208}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 407 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 400$ м.

Дев'ята секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p9} = \frac{2100}{1,04 \cdot 1,4} = 1442 \text{ кН};$$

$$l_9 = \frac{1442 - 1311}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 476 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 475$ м.

Десята секція: сталь групи міцності S, Р, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p10} = \frac{3302}{1,04 \cdot 1,4} = 2270 \text{ кН};$$

$$l_{10} = \frac{2270 - 1442}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 3000 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини ($L_{ce} = 4900$ м):

$$l_{10} = L_{св} - (l_{ОБТ} + l_{НКБТ} + l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9).$$

$$l_{10} = 4900 - (375 + 300 + 800 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 350 + 400 + 475) = 500 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{10} = 500 \text{ м}$.

Таблиця 2.5

Відомості про параметри бурильної колони, що компонується з БТ діаметром 114 мм, для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			от	до			
10	10	S,P	0	500	600	0,289	144,5
9	10	Л	500	975	475	0,289	137,275
8	9	Л	975	1375	400	0,265	106
7	10	Е	1375	1725	350	0,289	101,15
6	10	К	1725	2050	325	0,289	93,925
5	9	К	2050	2450	400	0,265	106
4	8	К	2450	2725	275	0,242	66,55
3	10	Д	2725	2925	200	0,289	57,8
2	9	Д	2925	3425	500	0,265	132,5
1	8	Д	3425	4225	800	0,242	193,6
НКБТ	10	Д	4225	4525	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	4525	4900	375	1,029	385,9
РАЗОМ							≈ 1612

Проектування конструкції КНБК та БК завершено. Таким чином, в результаті розрахунку, отримано конструкцію рівномірної жорсткої бурильної колони.

2.5 Вибір способу, режимів буріння та бурового обладнання

Вивчення та узагальнення виробничого досвіду доводить, що глибокі нафтогазові свердловини бурять обертальним способом з передачею обертання долоту з гирла свердловини, від ротора через колону бурильних труб, або з передачею обертання долоту безпосередньо від валу (чи через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного вибійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура [23].

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необ-

хідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками. Тому прийнятний спосіб буріння повинен допускати, по-перше, використання таких типів бурових розчинів і такої технології проводки стовбура, які якнайповніше відповідали б умовам попередження ускладнень і їх ліквідації, та, окрім іншого, якісного розкриття продуктивного пласта, а по-друге, досягнення високої якості стовбура свердловини, її конфігурації і найбільш високих механічних швидкостей, найбільших проходок на долото, можливість використання доліт різних типів відповідно до механічних і абразивних властивостей порід та глибин їх залягання.

Важливо передавати на вибій достатню потужність при будь-яких глибинах буріння з найменшими втратами і таким крутний момент, який був би достатнім для створення належного осьового навантаження на долото. Привід долота повинен мати м'яку характеристику.

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, руйнування породи різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і зміни, уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

При роторному бурінні обертання долота передається від спеціального механізму – ротора, що встановлюється на гирлі свердловини, через колону бурильних труб, що виконують функцію порожнистого валу. При бурінні неглибоких, малого діаметру свердловин (картирочних, структурно-пошукових, розвідувальних на тверді корисні копалини, вентиляційних) частіше застосовують обертачі шпindelного типу.

Ротор використовується і для утримання на вазі колони бурильних і обсадних труб при їх спуску, підвісці, відгвинчуванні. Тому ротор потрібний і при бурінні вибійними двигунами. У останньому випадку на застопорений стіл ро-

тора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний крутний момент від вибійних двигунів.

Привід ротора здійснюється від лебідки через карданний вал або ланцюгову передачу або від індивідуального приводу. Останній дозволяє в широких межах регулювати частоту обертання (від 20 до 200 об/хв і більш), знижує навантаження на привід лебідки при підйомі колони з обертанням, зменшує зношування лебідки і її приводу.

Для конкретних умов буріння ротор вибирають за допустимим навантаженням, передаваній потужності, діаметру прохідного отвору для пропуску долота. Особливість роторного буріння – наявність двох каналів передачі енергії на вибій – механічної від приводу ротора і гідравлічної (потік бурової промивальної рідини, стисненого повітря) від насосів (за продування – компресорів). Це обумовлює можливість подачі на долото відносно великої механічної енергії (потужності) при сприятливих поєднаннях частоти обертання і крутного моменту, а також гідравлічній енергії (потужності) при сприятливих поєднаннях витрати і перепаду тиску на долоті.

При роторному способі, на відміну від буріння гідравлічними вибійними двигунами, частота обертання долота чітко встановлюється бурильником з пульта управління. Крутний момент на долоті не залежить безпосередньо від частоти обертання, а залежить від зміни осьового навантаження, властивостей порід, зношування зубів і опор шарошок. Він змінюється від мінімального значення, визначуваного тертям долота об стінки стовбура, тертям в опорах, до максимального, обмежуваного підведеною на вибій потужністю. Достатній момент на долоті можна мати і при невеликому діаметрі свердловини. Тому при роторному бурінні відносно простіше підбирати оптимальний режим буріння, методика відробки долота, змінюючи осьове навантаження і частоту обертання з поста бурильника.

Залежно від виду приводу (електричний з асинхронними двигунами, внутрішнього згорання) і передач (механічні редуктори, турботрансформатор, турбомуфта, шинно-пневматичні муфти) можливі зміни крутного моменту і часто-

ти обертання, пом'якшення характеристики приводу, поліпшення показників роторного буріння. Це відноситься і до інших способів обертального буріння, у зв'язку з чим, в цілому, перспективним слід визнати використання постійного струму в бурінні.

При обертанні бурильної колони менше небезпеки її прилипання, зависання, прихвату. Осьове навантаження на долото, визначуване за показами індикатора ваги, близьке до фактичного, а винесення розбуреної породи забезпечується при меншій швидкості висхідного потоку, меншій подачі бурових насосів. В той же час каверни, розширення і викривлення стовбура свердловини збільшують прогин колони, підвищують небезпеку її зламу [16].

Потужність приводу бурових насосів сучасних установок глибокого буріння (близько 600 кВт і більш) кратно перевищує необхідну наявну потужність, більше потужності приводу лебідки і потужності, необхідної для очищення вибою і промивання стовбура за нормальних умов буріння. Тому дуже важливо використовувати значну частину цієї потужності для підвищення ефективності руйнування гірських порід застосуванням гідромоніторних доліт, гідроударників, ефективною струминної обробки стінок свердловини.

Із зростанням глибини, у зв'язку з підвищенням тиску усебічного стискування, більше проявляється пластичність гірських порід, вимагаються великі деформації для руйнування і велика тривалість контакту зубів долота із вибоєм. Усе це обумовлює необхідність зниження частоти обертання з 200 - 100 об/хв при бурінні на глибинах 500 - 2000 м до 60 - 20 об/хв при бурінні на великих глибинах. Підтверджують необхідність зниження частоти обертання долота при роторному бурінні часті аварії бурильної колони, прискорене зношування і втомне руйнування її елементів, вертлюгів, роторів, зубів і опор шарошкових доліт при високих частотах обертання.

При роторному бурінні з низькими частотами обертання успішно використовуються долота із стійкими герметизованими опорами. Завдяки високому крутному моменту передається досить велике навантаження на долото, часто буріння ведеться в об'ємній області руйнування порід. В результаті зменшуєть-

ся швидкість зношування опор і зубів, отримують значні проходки на долото, що іноді істотно перевищують проходки на долота при турбінному бурінні.

Проте зниження частоти обертання при бурінні неглибоких горизонтів, складених породами невисокої пластичності і абразивності, обумовлює кратне зниження механічної швидкості проходки в порівнянні з високооборотним бурінням вибійними двигунами. При проходці свердловин відносно великих діаметрів на малій і середній глибині приводить, за вказаних вище умов, до отримання значно нижчих комерційних швидкостей буріння в порівнянні з турбінним способом [18].

Роторне буріння з низькими частотами обертання (20 - 30 об/хв) і великими крутними моментами (150 - 500 кН·м), забезпечує можливість ефективного руйнування майже усіх типів гірських порід осадової товщі при застосуванні різних, у тому числі вимагаючих великих питомих моментів, лопатевих і алмазних доліт з великим ковзанням. Ці переваги, а також створення низькооборотних доліт з герметизованими опорами, що дають велику проходку (сотні метрів), високоміцних бурильних труб з новими типами різьб, міцних і довговічних вертлюгів, зумовили ширше застосування роторного буріння останніми роками. Основний об'єм проходки стовбурів глибоких свердловин у світі нині доводиться на роторний спосіб.

Під режимом буріння розуміють сукупність таких факторів, що впливають на ефективність руйнування породи й інтенсивність зносу доліт, і якими можна керувати в період роботи долота на вибої. Ці фактори називають параметрами режиму буріння. До параметрів режиму буріння відносяться: осьове зусилля (навантаження) на долото – C_d ; частота обертання долота – n ; витрата промивальної рідини – Q ; властивості промивальної рідини [20].

Ефективність руйнування породи долотом залежить від: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, параметрів промивальної рідини, конструкції долота, властивостей породи та інших факторів. Деякими з них можна оперативно управляти.

Режими буріння поділяють на [24]: 1) звичайний: оптимальний, раціона-

льний, форсований (швидкісний або силовий); 2) спеціальний. Оптимальний, це такий режим буріння, що забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленого завдання. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки та максимум рейсової швидкості. Раціональний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенні. Форсований режим – це такий режим буріння, котрий приводить до збільшення швидкості буріння. Швидкісний режим – це такий режим буріння, при котрому інтенсифікація процесу руйнування породи досягається внаслідок збільшення швидкості обертання долота. Силовий режим – це такий режим буріння, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото. Спеціальний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання. Прикладом спеціального режиму буріння може бути буріння похило спрямованої свердловини.

1. Необхідне осьове навантаження на долото

$$C_d = k_{\pi} p_{\text{ш}} F_k \quad (2.11)$$

де k_{π} – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

$p_{\text{ш}}$ – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта k_{π} приймається 0,7 - 0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0 - 1,2 – для суцільних сильно метаморфизованих і хемогенних порід.

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

В практиці також широко застосовується методика визначення осьового навантаження, що використовує значення питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_d = c_n D_d, \quad (2.12)$$

де c_n – питома навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.6), Н/м;

D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 2.6

Усереднені значення питомого навантаження для різних типів доліт

Тип доло- та	Тришарошкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$c_n \cdot 10^5$, Н/м	<2	2-5	5-10	10-15	>15
Тип доло- та	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ІНМ"	Одношарошкові
	дволопатеві	трилопатеві			
$c_n \cdot 10^5$, Н/м	3-5,7	1,3-1,5	4-6	1,5-3,3	6-8

$$\underline{3ЛГ - 444,5} \quad C_d = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 520 \cdot 10^{-6} = 36400\text{Н} \approx 37 \text{ кН} < [C_d] = 370 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3СЗ - ГВ} \quad C_d = 0,7 \cdot 600 \cdot 10^6 \cdot 317 \cdot 10^{-6} = 133140\text{Н} \approx 134 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш295,3ТЗ - ЦВ} \quad C_d = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 241 \cdot 10^{-6} = 337400\text{Н} \approx 338 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{Ш190,5К - ГНУ} \quad C_d = 0,7 \cdot 3000 \cdot 10^6 \cdot 125 \cdot 10^{-6} \approx 250000\text{Н} \approx 250 \text{ кН} = [C_d] = 250 \text{ кН.}$$

2. Частота обертання долота

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота.

$$\underline{3Л(Г) - 444,5} \quad n_d = 100 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{Ш295,3СЗ - ГВ} \quad n_d = 300 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{Ш295,3ТЗ - ЦВ} \quad n_d = 300 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{Ш190,5К - ГНУ} \quad n_d = 80 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.13)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с;

q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² вибою;

$q_0=0,35 - 0,5$ – при роторному способі та електробурінні;

$F_{\text{виб}}$ – площа забою свердловини, м².

$$\underline{\text{ЗЛГ} - 444,5} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,4445^2 \cdot 0,4 = 0,062 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ} - \text{ГВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ} - \text{ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5К} - \text{ГНУ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}.$$

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.14)$$

де V_{min} – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, м/с

в скельних породах приймають $V_{\text{min}}=0,7 - 1,0$ м/с;

в м'яких $V_{\text{min}}=1,0 - 1,4$ м/с;

при бурінні долотами великого діаметра $V_{\text{min}}=0,3 - 0,5$ м/с.

$$\underline{\text{ЗЛГ} - 444,5} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,114^2) \cdot 0,5 = 0,072 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ} - \text{ГВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,058 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ} - \text{ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5К} - \text{ГНУ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Параметри режиму буріння для умов Компанського нафтогазоконденсатного родовища

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об/хв	Q , дм ³ /с
ЗЛГ - 444,5	0 - 820	3700	100	72
Ш295,3СЗ - ГВ	820 - 2120, 3100 - 4000	13400	300	58
Ш295,3ТЗ - ЦВ	2120 - 3100, 4000 - 4400	33800	300	41
Ш190,5К - ГНУ	4400 - 4900	25000	80	13

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.15)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловині для якого визначається густина;

g – прискорення земного тяжіння, м/с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском.

- інтервал буріння 0 - 820 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 820)}{9,81 \cdot 820} \approx 1150 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 820 - 4400 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 4400)}{9,81 \cdot 4400} \approx 1250 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 4400 - 4900 м: $\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 4900)}{9,81 \cdot 4900} \approx 1330 \text{ кг/м}^3$.

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_m + P_{kn} + P_z + P_{OBT} + P_{knOBT} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.16)$$

де P - сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

P_{kn} - втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

P_{OBT} - втрати тиску в ОБТ, Па;

P_{knOBT} - втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{обв}$ - втрати тиску в наземному обв'язуванні (стояку, буровому шлангу, ведучій трубі, вертлюгу), Па;

P_δ - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, залежно від якого вибирають ті або інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_\Gamma}{\eta_{пл}} \quad (2.17)$$

де $\rho_{пр}$ - густина промивальної рідини, кг/м^3 ;

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

d_Γ - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_b або різниці діаметрів $d_\Gamma = D_c - d_{зн}$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

$d_{зн}$ - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

$\eta_{пл}$ - динамічна в'язкість промивальної рідини, Па с;

$$\eta_{пл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 0,022$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He - критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_r^2}{\eta_{\text{пр}}^2} \quad (2.18)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}}^{-7} \quad (2.19)$$

Якщо $Re < Re_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний.

Якщо $Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.20)$$

де F – площа поперечного перетину, м²;

$$\text{Для труб } F = \frac{\pi}{4} d_{\text{в}}^2$$

$$\text{Для кільцевого простору } F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{\text{зн}}^2)$$

За ламінарного режиму течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають по формулах:

$$P_{\text{т}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{н}} d_{\text{в}}} \quad (2.21)$$

$$P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{н}} (D_c - d_{\text{зн}})}, \quad (2.22)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

$\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{кп}}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.6) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пл}} V}. \quad (2.23)$$

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають по формулі Дарсі-Вейсбаха

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l, \quad (2.24)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (2.25)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.26)$$

де Δ – шорсткість труб; $\Delta=3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок труб і обсаджених ділянок затрубного простору; $\Delta=3 \cdot 10^{-3}$ м – для необсаджених ділянок затрубного простору.

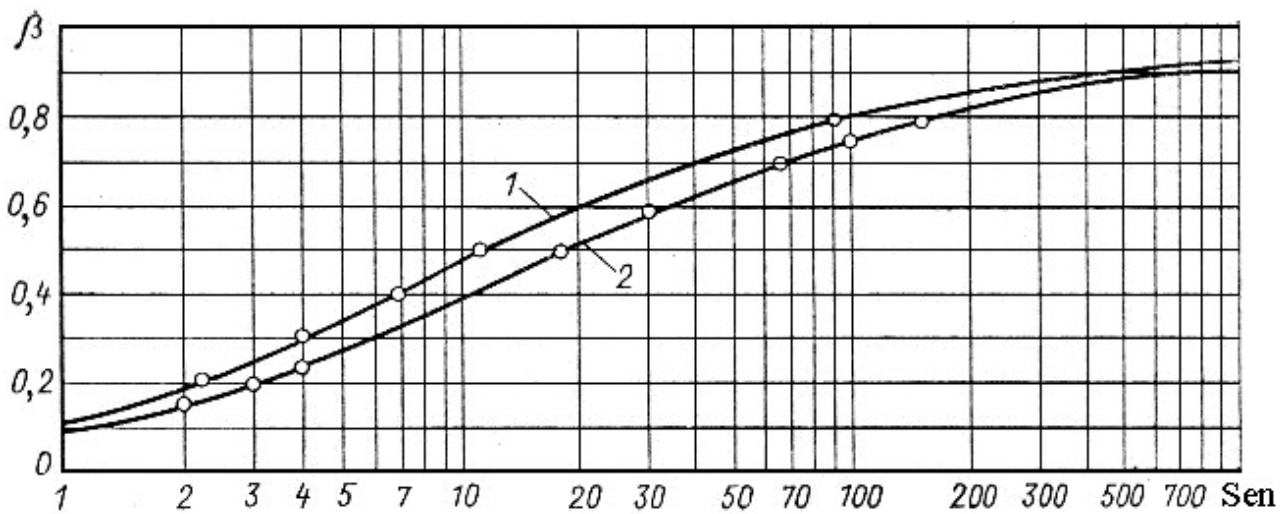


Рисунок 2.6. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_m ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{кп}$

Аналогічно знаходять втрати тиску в ОБТ та кільцевому просторі за ОБТ ($P_{кпОБТ}$).

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{пр} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.27)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

V - середня швидкість руху рідини в трубах або незвуженій частині кільцевого простору, м/с;

i – кількість замків.

$$\xi = k_{пк} \left(\frac{F}{F_{кп}} - 1 \right), \quad (2.28)$$

де $k_{\text{ПК}}$ – дослідний коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м^2 ;

$F_{\text{КП}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м^2 .

$$i = \frac{1}{l_T},$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.29)$$

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі.

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначають як різницю між тиском, що розвиває насос (чи насоси), при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.30)$$

де $P_{\text{мд}}$ – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$b_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує те, що робочий тиск нагнітання бурових насосів має бути, згідно правил ведення бурових робіт, менше паспортного на 20 - 25%;

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

$\sum P_i$ – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванні.

За значенням $P_{\text{мд}}$ необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні цього інтервалу свердловини.

Для цього визначають швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.31)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати.

Якщо набуте значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторних доліт, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{кр}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12 - 13$ МПа.

Саме тому підбирають такі значення V_d і $P_{мд}$, щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{мд} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}} \quad (2.32)$$

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то цей інтервал недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. В цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання і знайти перепад тиску в долоті по формулі

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.33)$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p = 0,75 - 0,8$), то не-

обхідно визначити допустиму глибину буріння при цій витраті Q. Для наступного буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9\text{м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,022} = 10797$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,094^2}{0,022^2} = 104407$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 104407^{0,58} = 8045$$

Тому що $Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{10797} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_m = 0,035 \frac{1,9^3}{2} \frac{1330}{0,094} 4625 = 3,8 \cdot 10^6 \text{Па} = 3,8 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7\text{м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022} = 3237$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,022^2} = 69150$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 69150^{0,58} = 6782$$

Тому що $Re < Re_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022 \cdot 0,7} = 21$$

$$p_{\text{кв}} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 4625}{0,8 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 1,1 \cdot 10^6 \text{Па} = 1,1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{4625}{12,5} = 370 \text{ шт. } \xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2$$

$$\xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_s = 1330 \cdot 370 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,022} = 13419$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0683^2}{0,022^2} = 55120$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 55120^{0,58} = 6205$$

Тому що $Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{13419} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{\text{ОБТ}} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1330}{0,0683} 375 = 1,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022} = 2959$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,022^2} = 23399$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 23399^{0,58} = 4597$$

Тому що $Re < Re_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022 \cdot 1,1} = 8$$

$$P_{\text{квОБТ}} = \frac{4,3 \cdot 375}{0,65 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,2 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{\text{одс}} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1330 \cdot 0,013^2 = 0,14 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,14 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\delta} = 0,8 \cdot 32 - (3,8 + 1,1 + 1 + 1,3 + 0,2 + 0,14) = 18 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_{\delta} = \mu_{\delta} \sqrt{\frac{2P_{\delta}}{\rho_{np}}}, \text{ м/с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{кр}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12 - 13$ МПа. Оскільки $P_{m\delta} = 21$ МПа $>$ $P_{кр}$, то приймаємо $P_{m\delta} = P_{кр} = 13$ МПа.

$$V_{\delta} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1330}} = 126 \text{ м/с.}$$

Тому підбирають такі значення $V_{д}$ і $P_{m\delta}$, щоб виконувалися умови:

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с.}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Сумарна площа насадок f_{δ} гідромоніторного долота

$$f_{\delta} = \frac{0,013}{126} = 0,000103 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{н} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000103}{3,14 \cdot 3}} = 0,0066 \quad \text{м} = 6,6 \text{ мм.}$$

Розрахунок стандартної гідравлічної програми завершено.

Вибір необхідного бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ-1, вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 5000 м в районах з помірним кліматом (за температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$), при розробці родовищ із вмістом сірководню не більш 6%.

Устаткування складається з наступних основних частин: блоку вишки, лебідкового блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста із стелажми, насосного блоку, блоку устаткування циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного розпод-пристрою.

Устаткування бурової установки сертифіковане по стандартах 4F, 7K, 8A, 8C і Q1 інституту API.

Конструктивні особливості і переваги

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
 - Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;
 - Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ-1

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	385
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	5000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	дизель-гідравлічний
Вишка ВМА 45-320	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8
Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
Талева система	

Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Вертлюг УВ- 320 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Насос УНБТ- 950 А2	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	270
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номінальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ /с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	Прямоточне
Пневмокомпенсатор	ПК70- 320
Міра нерівномірності тиску на виході з насоса, %, не більш	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсатора і крану, кг	22070
Маса з шківом, пневмокомпенсатором і краном, кг	24261

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 37-1100Д

Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5X6); 12 (6X7)
Число швидкостей обертання підйомного валу	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730

Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	пневматична дискова колодка для аварійної зупинки і фіксації
Привід додатковий	під'їм і опускання вишки, аварійний підйом труб
	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р-700

Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання столу ротора, об/хв (не більш)	350
Передавальне число від приводного валу до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790

Вибір талевого канату і талевої системи

Вибір талевого канату: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РО (6 x 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м канату - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату - 632,3 кН.

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.34)$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_{Γ} - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

P_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

K_1 - запас міцності талевого канату на розрив ($K_1 = 4$).

$$T = \frac{4 \cdot 1612}{2 \cdot 632,3} = 5,1$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку $T = 6$ шт. Тоді оснащення талевої системи - дванадцятиструнне (6 x 7).

В результаті розрахунків обрано необхідне технологічне обладнання та обґрунтовано параметри талевої системи.

2.6 Ускладнення при бурінні

Більшість проблем, пов'язаних з проводкою нафтогазових свердловин, в основному виникають внаслідок порушення стійкості гірських порід, якими складені стінки свердловини, безпосередньо в процесі буріння або в результаті взаємодії в системі «бурової розчин - порода» [25]. Напряга в гірській породі спільно з поровим тиском прагнуть відновити існуючу рівновагу пластів, що примушує їх деформуватися у напрямі стовбура свердловини.

В процесі проводки свердловини можливі різного роду ускладнення, зокрема обвали порід, поглинання промивної рідини, нафто-, газо- і водопроявлення, прихвати бурильного інструменту, аварії, викривлення свердловин.

Обвали порід виникають внаслідок їх нестійкості (тріщинуватості, схильності розбухати під впливом води) [21]. Характерними ознаками обвалів є: 1) значне підвищення тиску па викиді бурових насосів; 2) різке підвищення в'язкості промивальної рідини; 3) винос нею великої кількості уламків обвалених порід.

Поглинання промивальної рідини – явище, при якому рідина, що закачується в свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється менше тиску стовпа промивальної рідини в свердловині.

Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

Для попередження поглинання застосовують такі методи: 1) промивка полегшеними рідинами; 2) ліквідація поглинання закупоркою каналів, що пог-

линають рідину; 3) підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини.

Газо-, нафто- і водопрояви мають місце при провідці свердловин через пласти з відносно високим тиском, що перевищує тиск промивальної рідини. Під дією напору води відбувається її перелив або фонтанування, а під дією напору нафти або газу – безперервне фонтанування або періодичні викиди [20].

До заходів, що дозволяє уникнути газо-, нафто- і водопрояви, відносяться: 1) правильний вибір густини промивальної рідини; 2) запобігання зниження її рівня при підйомі колони бурильних труб і при поглинанні рідини.

Прихвати бурильного інструменту виникають з наступних причин: 1) утворення на стінках свердловини товстої і липкої кірки, до якої прилипає бурильний інструмент, що знаходиться без руху; 2) заклинювання бурильного інструменту в звужених частинах стовбура або при різких викривленнях свердловини, при обвалах нестійких порід, при осадженні розбуреної породи в разі припинення циркуляції.

Ліквідація прихватів складна і трудомістка операція. Тому необхідно вживати всіх можливих заходів, щоб їх уникнути.

Аварії, що виникають при бурінні, можна розділити на такі групи: 1) аварії з долотами (відгвинчування долота при спуску інструменту внаслідок недостатнього його закріплення, злам долота в результаті перевантаження і т.д.); 2) аварії з бурильними трубами і замками (злам труби по тілу; зрив різьби труб, замків і перевідників і т.д.); 3) аварії з вибійними двигунами (відгвинчування; злам вала або корпусу і т.д.); 4) аварії з обсадними колонами (їх зминання; руйнування різьбових з'єднань; падіння окремих секцій труб в свердловину і т.д.).

Присутність на контакті з гірською породою чужорідного середовища (бурового промивального розчину) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення і тому подібне. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і у результаті можуть істотно перетворювати властивості гірських порід в навколостовбурному прос-

торі свердловини в порівнянні з первинними в природному заляганні. Особливо небезпечне підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хомогенних гірських порід.

Знеміцненню порід в стінках свердловини також сприяє розвиток втомних явищ, що відбуваються під впливом гідродинамічних ударів і змінного тиску в стовбурі при спуско-підймальних операціях [16]. При циркуляції промивального агента по стовбуру порушується температурний режим гірських порід в стінках свердловини, що також викликає появу додаткової напруги. Нарешті, на контакті пластових флюїдів з промивальним агентом можуть спостерігатися тривалі або короточасні порушення гідродинамічної рівноваги, і в таких випадках рухливе середовище (рідина або газ) під дією різниці тисків буде легко перетікати в область зниженого тиску. Може виникнути перетікання промивального агента в оточуючий стовбур гірські породи або, навпаки, пластових рідин в стовбур свердловини. Усі ці порушення рівноважного стану в пристовбурному просторі свердловини і на її стінках несприятливо позначаються на процесі поглиблення і ускладнюють його.

На боротьбу з ускладненнями в глибокому бурінні витрачається в середньому до 20 - 25% загального часу на спорудження свердловини [25]. На практиці одне виникле ускладнення нерідко тягне собою інше (поглинання бурового розчину може викликати приплив з високонапірного горизонту; осипи і обвали - затягування інструменту і так далі) а поєднання декількох ускладнень в одному стовбурі надзвичайно ускладнює завдання їх ліквідації і призводить до значних витрат часу і засобів. Неліквідоване ускладнення може стати причиною аварії. Аварія в бурінні і пов'язані з нею аварійні роботи призводять до непродуктивної втрати робочого часу, недоцільного витрачання трудових ресурсів, значних матеріальних і фінансових витрат.

Аварією при бурінні називається такий стан свердловини, при якому її поглиблення припиняється через непередбачене порушення нормального ходу виробничого процесу. Аварії на бурових роботах займають близько 10% часу, що витрачається на буріння свердловин. Тому розробка заходів щодо боротьби

з аваріями, і особливо по попередженню їх, повинна займати важливе місце в діяльності технічного персоналу. Необхідно вживати всі заходи по попередженню аварій, а саме: підвищувати кваліфікацію бурових майстрів і робітників; оснащувати бурові установки контрольно-вимірювальною апаратурою; застосовувати промивальну рідину відповідно до геологічного розрізу свердловини; проходити свердловину з максимальною технічною швидкістю; усувати простої; механізувати всі трудомісткі процеси; підвищувати відповідальність бурового персоналу.

Найбільше число аварій з елементами бурильної колони (ніпелями, замками, муфтами, ОБТ, перевідниками) відбувається унаслідок втомних руйнувань металу, виникаючих при частій зміні величини навантаження і напрямку його дії. Проте основними причинами аварій з бурильними трубами і їх елементами є порушення технології проходки свердловин і правил експлуатації бурильних колон і їх складових частин.

Руйнування бурильних труб по тілу труби відбувається через їх надмірний знос і з інших причин (наявність браку в металі труби і т. д.). Руйнування різьбових з'єднань часто відбувається в результаті збільшення навантаження на різьблення, унаслідок заїдання трубного різьблення і т.д. Аварії з бурильними трубами також відбуваються і з інших причин: падіння бурильної колони через поломку і несправність спуско-підіймального інструменту або гальмівної системи, руйнування її елементів і т. ін.

Прихват – це така аварія, при якій бурильну колону, що знаходиться в свердловині, не можна витягнути без проведення додаткових робіт. В даний час це найчисленніший і найважчий вид аварій. Значне число прихватів відбувається в результаті заклинювання низу бурильної колони при її спуску в привибійній зоні. В основному аварії цього вигляду приурочені до зон звуження ділянок стволу, а також до зон, де можливі осипи та обвали стінок свердловини. Основне число прихватів унаслідок прилипання бурильної колони до стінок свердловини відбувається там, де буріння ведеться в породах, схильних до набухання, із застосуванням неякісних розчинів. Часто зустрічаються прихвати колон уна-

слідок утворення сальників. Як правило, механізм їх виникнення зводиться до наступного. На якійсь ділянці стовбура свердловини (збільшення перетину стовбура, каверні і т. д.) різко падає швидкість руху бурового розчину і породи, що знаходиться в ньому. Остання прилипає до елементів бурильної колони та колонкового снаряда. При цьому зменшується площа перетину кільцевого простору і з часом воно закупорюється все новими і новими скупченнями породи. Швидкому утворенню сальників сприяють наявність в стовбурі рихлої і товстої глинистої кірки, а також велика кількість шламу, невелика швидкість висхідного потоку промивальної рідини, погане очищення бурового розчину і ін.

Використовують наступні методи для звільнення прихоплених труб: 1) зменшення гідростатичного тиску; 2) установка ванн; 3) розгвинчування бурильного інструменту; 4) ловильні роботи за допомогою випробувача пластів (для витягання бурильного інструменту); 5) ловильні роботи у свердловині.

Розділ 3. Спеціальна частина роботи – удосконалення системи підтримки стінок свердловини в стійкому стані

Присутність на контакті з гірською породою чужорідного середовища (бурового промивального розчину) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення і тому подібне [21]. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і у результаті можуть істотно перетворювати властивості гірських порід в навколостовбурному просторі свердловини в порівнянні з первинними в природному заляганні. Особливо небезпечне підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хемогенних гірських порід [22].

Проведені аналітичні дослідження довели наступне: при контакті з водою або водними розчинами осадові породи типу глин на відміну від інших гірських порід мимоволі переходять з твердого стану в пастоподібний. В результаті некомпенсованих молекулярних сил на поверхні глинистих мінералів утворюються сольватні (гідратні) шари і відбувається приріст об'єму часток. Цей процес (набрякання) супроводжується розвитком тиску набрякання або розклинюючим тиском і виділенням тепла набрякання.

Основну роль в міжпакетному набряканні і в утворенні сольватних (гідратних) шарів на зовнішніх поверхнях глинистих мінералів грають адсорбційні сили [26]. Кількість рідини, що зв'язується глиною і збільшення об'єму її часток можна охарактеризувати коефіцієнтом набрякання K , який дорівнює відношенню об'єму рідини набрякання V_p до об'єму сухих часток глини V_o

$$K = \frac{\rho \cdot a}{m} + \text{tg}(\beta - 1), \quad (3.1)$$

де ρ - щільність сухої глини; m - маса навішуваної проби; β - коефіцієнт, що показує, яка доля від об'єму порового простору зберігається в набряклій пробі; a - коефіцієнт, залежний від властивостей глини і величини β .

При дослідженнях впливу промивальних рідин на набрякання глинистих порід, що були проведені на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП, для характеристики цього процесу використовували міру набрякання K , рівну відношенню суми об'ємів $V_p + V_oK$, яка показує в скільки разів збільшився об'єм сухих часток. Оскільки набрякання глин досліджували в промивальних рідинах, що містять різні речовини, то за еталонну рідину приймали дистильовану воду. Вивчення процесу набрякання проводили на найбільш активній осадовій глинистій породі – монтморилоніті, з інтерпретацією отриманих результатів для інших глинистих порід. У табл. 3.1 - 3.3 приведені результати зазначених лабораторних досліджень.

Таблиця 3.1

Вплив органічних речовин на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка		
Дистильована вода	-	100	100
	Анілін		100
	Резорцин		100
	Піридин		100
	Бензойна кислота		100
	Бензальдегід		100
	Нітрометан		100
	Пікринова кислота		-14

Дані табл. 3.1 свідчать про відсутність впливу органічних речовин (за виключенням пікринової кислоти) на процес мінімізації негативної дії фільтрату промивальних рідин на набрякання монтморилоніту. Наведені в таблиці органічні сполуки є компонентами речовин, що використовуються при обробці промивальних рідин для надання їм змащуючого ефекту, наближення властивостей близьких до таких для пластових рідин (так звані розчинні на нафтовій основі). Таким чином, з метою попередження прояву насамперед набрякань, бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, що будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин в міжпакетний простір глинистих порід.

Таблиця 3.2

Вплив органічних поверхнево-активних речовин на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %		
Дистильована вода	–	–	100	100
	Сульфонол	0,15		23
	Катапін-А	0,25		32,5
	Феноксол	0,5		22

Таблиця 3.3

Вплив неорганічних поверхнево-активних речовин на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %		
Дистильована вода	–	–	100	100
	Силікат натрію	5		50
	Біхромат натрію	0,1		28
	Сульфат кальцію	0,2		30
	Алюмінат натрію	0,5		52

Аналіз даних приведених в табл. 3.2 і 3.3 показує наступне: поверхнево-активні речовини (ПАР) істотно зменшують міру набрякання глини під дією фільтрату промивальних рідин; якісно органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятними для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набрякання досліджуваної глини а ніж неорганічні. Наведені значення концентрації ПАР в промивальних рідинах є граничними, їх перевищення не призведе до якісних змін у процесах взаємодії промивальних рідин із осадовими глинистими породами.

На рис. 3.1 і 3.2 наведено якісні залежності, що дають уявлення про ступінь впливу ПАР органічної та неорганічної природи на ступінь набрякання основних типів глинистих порід. Для порівняльних досліджень використовува-

лись найбільш ефективні ПАР, що було визначено при дослідженнях міри набрякання монтморилоніту, а саме – феноксол та біхромат натрію.

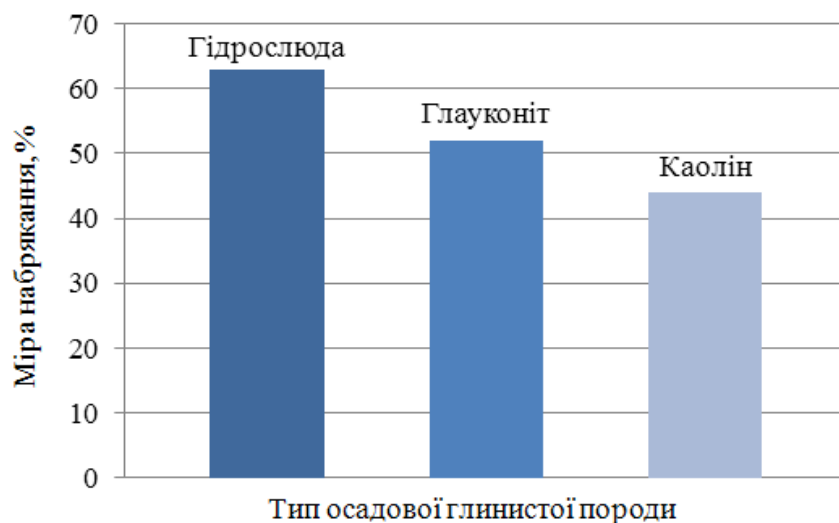


Рисунок 3.1. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР органічної речовини феноксолу

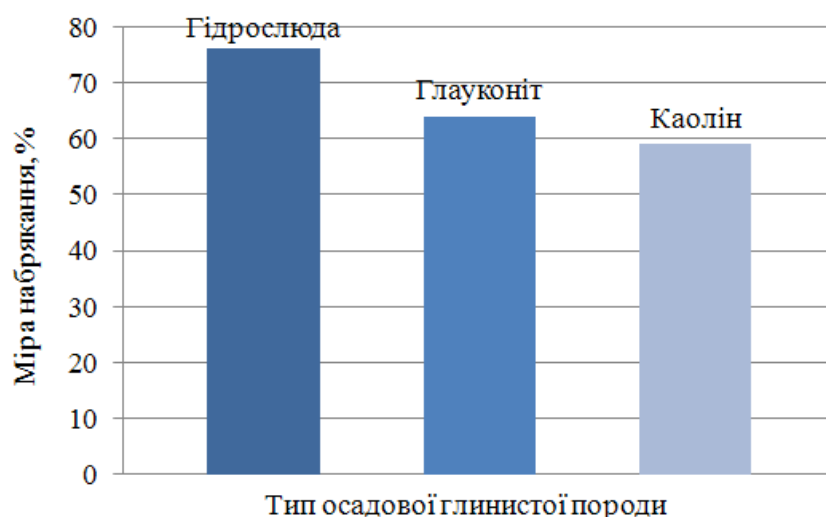


Рисунок 3.2. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР неорганічної речовини біхромату натрію

Наведені залежності (рис. 3.1 - 3.2) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для монтморилонітових глин, стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин та крім того, додатково підтверджують значно вищу ефективність саме органічних ПАР у порівнянні із неорганічними.

Критерієм керування міри гідратації глинистих порід було прийнято адсорбційний об'єм V_s глинистих порід, який є опосередкованою характеристикою міри ступеня набрякання глинистих порід. В табл. 3.4 наведено дані, щодо визначення впливу основних технологічних характеристик бурового розчину, оперативно контрольованих навіть в польових умовах, на його фізико-хімічну активність відносно глинистих порід стінок споруджуваної свердловини. Дисперсною фазою бурового розчину було прийнято бентонітову глину.

Таблиця 3.4

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії із буровим розчином на основі бентоніту

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНС ₁ /СНС ₁₀ , Па	Водовіддача, см ³ за 30 хв.	Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г
1020	15	-	18,5	0,85
1030	16	-	17,0	0,73
1040	18	0,4/0,61	16,5	0,52
1050	19	8,1/29,2	15,0	0,31

З даних табл. 3.4 випливає цілком закономірний висновок: із зростанням густини бурового розчину, та в нашому випадку вмісту твердої фази, адсорбційним об'єм глинистих порід в пристовбурному просторі неухильно знижується; пояснити це можна тим, що вільна вода, присутня в буровому розчині, активніше взаємодіє з твердою фазою самого бурового розчину. Саме цей висновок є підтверджуючою підставою необхідності застосування лише бентонітових глин при спорудженні свердловин в складних умовах наявності глинистих порід в стінках стовбура свердловини.

Відомо наступне: із зростанням глибини свердловини підвищується температура гірських порід, що, відповідно, викликає зростання температури циркулюючого бурового розчину, саме тому наступним етапом досліджень було встановлення спрямованості впливу зростання температури бурового розчину на досліджуваний показник - адсорбційний об'єм V_s глинистих порід; результати зазначених досліджень наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії із буровим розчином змінної температури, приготованого на основі бентоніту

Температура досліджуваного бурового розчину, °С	25	30	35	40	45	50
Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г	0,82	1,33	1,87	2,23	2,62	2,92

Дані табл. 3.5 переконливо свідчать про наявність цілком визначального зв'язку між зміненням температури бурового розчину, а з огляду на умови експерименту і зростанням температури самих гірських порід, збільшується гідратаційна активність глинистих порід, та як слідство – міра їх набрякання. Ця обставина вказує на необхідність додаткового регулювання технологічних показників бурового розчину, з огляду на потребу надання йому властивостей термічної стійкості.

При спорудженні свердловин в товщах осадових порід в більшості випадків доводиться стикатися з необхідністю проходження потужних товщ сольових відкладень, що закономірно викликає підвищення ступеня мінералізації бурового розчину, тому було поставлено ряд досліджень, спрямованих на необхідність з'ясування впливу наявності мінеральних солей в буровому розчині на показник адсорбційного об'єму V_s глинистих порід. Результати зазначених досліджень представлено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії із буровим розчином змінного ступеню мінералізації, приготованого на основі бентоніту

Концентрація мінеральної речовини	В'язкість, с	СНС ₁ /СНС ₁₀ , Па	Водовіддача, см ³ за 30 хв.	Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г
0	17	4,06/13,5	17,0	0,88
1,5	19	14,6/23,6	18,5	1,4
3,5	20	21,6/28,0	19,0	1,93

Таким чином, із збільшенням ступеню мінералізації бурового розчину відбувається стрімке зростання досліджуваного показника – адсорбційного об'єму V_s глинистих порід, що говорить про необхідність введення до складу бурового розчину, при переборюванні товщ порід із вмістом мінеральних речовин типу солей, того або іншого хімічного складу, реагентів, які покликані унеможливити ефект збільшення ступеню набрякання осадових глинистих порід.

Підводячи проміжний висновок, необхідно зазначити наступне: існує цілком однозначний вплив геолого-технологічних умов на результати взаємодії бурового розчину із перебудованими осадовими породами, що в обов'язковому порядку повинно враховуватися при розробленні гідравлічної програми промивання свердловини.

В табл. 3.7 наведено дані досліджень, спрямованих на з'ясування механізму взаємодії полімерних сполук, уведених до складу бурових промивальних рідин, із осадовими глинистими породами (на прикладі монтморилоніту).

Таблиця 3.7

Вплив полімерних сполук на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв.	Ступінь набрякання, %
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %		
Дистильована вода	-	-	100	100
	Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)	0,5		48
	Модифікований крохмаль (МК)	0,5		18
	Гідролізований поліакрилонітрил (ГПАН)	0,5		50
	Нітролігнін	0,5		15
	ГПАН + силікат натрію (1:10)	5		87
	Гідролізований поліакриламід (РС - 2)	5		52

Застосування водорозчинних полімерів [27], більшість з яких поєднують в собі властивості аніонних ПАР і поліелектролітів, сприяє зниженню набрякання глин (табл. 3.7). В цілому отримані дані можуть слугувати відправною

методикою підбору рецептур для приготування бурових розчинів при перебуванні товщ глинистих відкладень.

На рис. 3.3 наведено порівняльні дані щодо ефективності застосування полімерів для різних типів глин (за мінералогічним походженням).

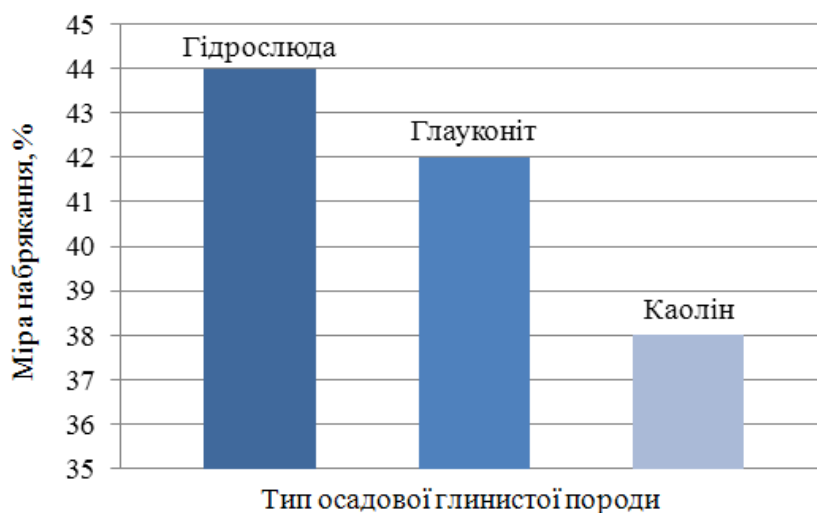


Рисунок 3.3. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості реагенту-регулювальника карбоксіметилцелюлози (КМЦ)

Наведені залежності (рис. 3.3) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для глинистих порід стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин при застосуванні ПАР (органічного та неорганічного походження); іншими словами, мінералогічний склад глинистих порід є відправним пунктом методики підбору типу та концентрації в буровому розчині полімерних речовин.

Розділ 4. Охорона праці

Трудова діяльність є найважливішою формою взаємодії людини з навколишнім середовищем, яка реалізується в планомірному процесі праці, яка є заздалегідь осмисленим процесом свідомої діяльності людини з урахуванням її досвіду, матеріальних і духовних потреб [28]. Держава створює умови для повної зайнятості працездатного населення, рівні можливості для громадян у виборі професії й трудової діяльності, затверджує програми навчання, підготовки і перепідготовки працівників. Реалізація цих прав здійснюється через виконання вимог, викладених у законодавчих актах з питань охорони праці.

Нормативно-правові акти з охорони праці призначені для уточнення, поглиблення та конкретизації положень законодавчих актів з питань охорони праці, а також регламентації вимог безпеки щодо виробничого середовища, трудового процесу, виробничого устаткування, знарядь праці, засобів захисту працюючих, порядку ведення робіт тощо.

Нормативно-правові акти з охорони праці переглядаються в міру впровадження досягнень науки і техніки, що сприяють поліпшенню безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, але не рідше одного разу на десять років.

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності.

При виконанні робіт зі спорудження свердловин та обладнання систем експлуатації родовищ, необхідно дотримуватись наступних вимог [15].

Під час геологічного вивчення родовища (покладу) в процесі буріння свердловин необхідно виконувати дослідження з метою: детального вивчення розрізу порід, що складають родовище; отримання необхідних даних щодо нафтогазоносного пласта (колекторів нафти і газу, їх товщин, пористості, проникності, початкового нафто- і газонасичення тощо, початкового положення водонаф-

тового, газонафтового, газоводяного контактів); виявлення нових нафтогазоносних пластів, їх випробування і попередньої оцінки промислового значення.

Комплекс обов'язкових геолого-промислових досліджень у свердловинах визначається виключно геолого-технічним нарядом на буріння свердловини, затвердженим відповідно до проекту розвідувального буріння та проекту дослідно-промислової розробки родовища, залежно від поставлених завдань і геолого-технічних умов її буріння.

Розріз свердловини має бути детально вивчений комплексом промислово-геофізичних досліджень відповідно до проектного документа.

План пробної експлуатації свердловини є технологічним документом, який регламентує проведення необхідного комплексу досліджень в свердловині та їх періодичність з метою підготовки вихідних даних для підрахунку запасів і проектування дослідно-промислової розробки.

Продукція, що видобувається під час пробної експлуатації, має бути облікована та утилізована або реалізована. Забруднення території, лісу, рік, водойм продукцією (нафтою, конденсатом) не допускається.

Устя газових свердловин, що перебувають в пробній експлуатації, шлейфи, сепаратори мають бути обладнані вентилями для встановлення зразкових манометрів і врізаними кишнями під термометри.

Необхідно періодично вимірювати вибій свердловини, стежити за його станом.

Площадки для бурової установки необхідно планувати з урахуванням природного ухилу місцевості і забезпечення руху стічних вод до системи їх збору.

Транспортування великогабаритного блока з буровою вишкою чи окремо бурової вишки у вертикальному положенні виконується за проектом, який затверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси із зацікавленими організаціями. Робота виконується під керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху.

Виконання робіт на висоті здійснюється згідно з вимогами Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті, затверджених наказом Держгірпромнагляду від 27.03.2007 N 62, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 04.06.2007 за N 573/13840 (НПАОП 0.00-1.15-07).

Не дозволяються роботи на висоті з монтажу, демонтажу та ремонту бурових вишок і щогл, а також пересування бурових вишок у вертикальному положенні в нічний час, при вітрі понад 15 м/с, під час грози, зливи і сильного снігопаду, при ожеледі, тумані з горизонтальною видимістю менше 50 м, при температурі повітря нижче мінус 30°C.

Не дозволяється одночасно перебувати на різній висоті бурової вишки працівникам, які не зайняті виконанням спільної роботи.

Не дозволяється на час перерви монтажно-демонтажних робіт залишати в підвішеному стані вузли і частини обладнання.

Не дозволяється монтаж, демонтаж бурової вишки, у тому числі стягування її з устя свердловини, за наявності тиску на усті свердловини. При монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл повинні застосовуватись підйомники і лебідки з номінальною вантажопідйомністю не менше максимального навантаження, яке може виникнути в процесі роботи. До роботи на висоті при монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл, а також до їх ремонту допускаються тільки досвідчені монтажники зі стажем роботи не менше одного року. Бурові вишки, які перебувають в аварійному стані, розбирати не дозволяється – вони мають бути повалені.

При підніманні секцій бурової вишки підйомником, при підніманні бурової вишки у вертикальне положення після її монтажу, при переміщенні бурової вишки і блоків бурової установки всі працівники, не зайняті цією роботою, повинні перебувати на відстані, що перевищує висоту підняття секції (бурової вишки) не менше ніж на 10 м. При перервах у роботі змонтована частина бурової вишки повинна встановлюватись на бруси, а підйомник повинен бути розвантажений.

Бурові установки повинні відповідати вимогам технічній документації підприємств-виробників та бути оснащені такими системами безпеки:

- а) обмежувачем висоти підйому талевого блока;
- б) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання бурової лебідки при знятих задніх щитах огородження;
- в) автозатягувачем квадрата в шурф;
- г) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання ротора при піднятих клинах;
- г) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальної лінії блока хімреагентних ємностей на 10 - 15% вище допустимого тиску;
- д) системою циркуляційних ємностей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших ємностей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих ємностей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні ємності, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину;
- е) ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах;
- ж) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки;
- й) приладом для автоматичного відключення бурової лебідки при перевантаженні талевої системи і вишки (якщо він передбачений конструктивно і поставляється підприємством-виробником).

Освітленість робочих місць бурових установок повинна бути не менше:

- а) для роторного столу - 100 лк;
- б) для шляху руху талевого блока - 30 лк;
- в) для приміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк;
- г) для сходів, маршів, спусків, приймальних містків - 30 лк.

Нові типи вітчизняних та імпортованих бурових установок, що застосовуються для буріння нафтових і газових свердловин, повинні відповідати вимогам вибухобезпеки.

Керування буровою лебідкою повинне здійснюватися з пульта бурильника, пуск бурових насосів у роботу - з місцевого пульта, а зупинка - з пульта бурильника та місцевого пульта.

Роботи на приймальних містках бурової із затягування і викидання труб, з обслуговування гідравлічних блоків бурових насосів повинні бути механізовані. Вантажопідйомні механізми на приймальних містках повинні мати дистанційне керування.

Конструкція допоміжної лебідки повинна забезпечувати плавне переміщення і надійне утримання вантажу у висячому положенні з використанням канату діаметром не менше ніж 12,5 мм. З пульта керування лебідкою повинні добре оглядатись місця роботи і переміщення вантажу. У разі неможливості виконання цієї вимоги використовується сигнальник.

На буровому майданчику повинна бути доливна ємність циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Не дозволяється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням. Об'єм доливної ємності повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, який перебуває у свердловині.

Ємність повинна мати люк для зручного очищення від осаду, обладнана рівнеміром, проградуєвана з ціною поділки не більше 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби.

Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра місткість повинна мати сходи тунельного типу.

Нормальний стан ємності - порожня, очищена від осаду. Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину.

Контрольно-вимірювальні прилади для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленої форми. У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Бурова бригада щозміни повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакоблока, вертлюга, стропів, талевого канату і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань.

Тип і властивості бурового розчину в комплексі з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння з високими техніко-економічними показниками, а також безпечне розкриття продуктивних горизонтів.

При розкритих продуктивних горизонтах у випадку поглинання бурового розчину подальші роботи ведуться за окремим планом, складеним за спільним рішенням проектувальника, замовника, підрядника та спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, яке оформлюється протоколом.

Обробка бурового розчину проводиться відповідно до розробленої рецептури, при цьому необхідно керуватися інструкціями з безпечної роботи з хімічними реагентами і користуватися захисними засобами.

Вимоги щодо виконання спуско-підйомних операцій (СПО)

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються. Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між

бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

На гирло встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час спуско-підйомних операцій.

Для запобігання зісковзуванню бурильних і обважнених труб з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окантовку по периметру заввишки не менше 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при: а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока; б) несправності обладнання, інструменту; в) неповному складі вахти; г) швидкості вітру понад 15 м/с; г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду; д) застопороному гаку талевого блока.

Не дозволяється розкріплювати і згвинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

Бурова бригада щозміни повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакблока, вертлюга, стропів, талевого каната і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань тощо).

Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється: а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів; б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без використання спеціальних пристроїв (відвідних гачків); в) викидати на містки «двотрубну» або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевер-

нутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверка елеватора повернута вниз.

Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливити розгойдування талевої системи.

Підводити машинні і автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється.

Кульовий кран, який встановлений на ведучій трубі, повинен постійно бути у відкритому стані. Закривати його необхідно лише за окремою командою під час ГНВП.

Не дозволяється вмикати клиновий захоплювач до повної зупинки руху бурильної колони. Не дозволяється вмикання ротора при незастрахованих (або незакріплених) від вискакування з ротора роторних клинах. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

Розміри змінних клинів ПКР та механізму захоплення свічі комплексу для автоматичного виконання спуско-підйомних операцій повинні відповідати зовнішнім діаметрам труб, що ними утримуються.

Вимоги щодо виконання кріплення свердловин

Конструкція свердловини повинна забезпечувати: а) безаварійне розкриття продуктивних горизонтів; б) безпечне буріння свердловини до проектної глибини; в) герметичність обсадних колон та за колонних просторів; г) надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів.

Башмак обсадної колони, що перекриває породи, схильні до текучості, слід установлювати нижче їх підшови або в щільних пропластках. До початку

розкриття продуктивних і напірних водоносних горизонтів повинен передбачатися спуск мінімум однієї технічної колони або кондуктора до глибини, яка унеможливиє розрив порід після повного заміщення бурового розчину в свердловині пластовим флюїдом або сумішшю флюїдів різних горизонтів і герметизації устя свердловини.

Технічна колона повинна забезпечувати: а) герметизацію устя свердловини у випадках газонафтоводопроявів, викидів та відкритого фонтанування; б) протистояння впливу максимальних змінюючих навантажень при відкритому фонтануванні або поглинанні бурового розчину з падінням його рівня, а також в інтервалі порід, схильних до текучості.

Висота заповнення тампонажним розчином кільцевого простору повинна складати: а) за кондуктором – до гирла свердловини; б) за проміжними колонами всіх свердловин - до гирла; в) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми – не менше 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони; г) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, а стикувальний пристрій або муфта ступеневого цементування розташовані у відкритому стовбурі – не менше 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони. Проектна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати: а) перевищення гідростатичних тисків складеного стовпа бурового розчину та замішаного цементного розчину над пластовими тисками флюїдовміщувальних горизонтів, що перекриваються; б) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину; в) можливість розвантаження обсадної колони на цементне кільце для встановлення колонної головки. Під час ступеневого цементування, спуску колон секціями нижні і проміжні ступені обсадних колон, а також потайні колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Нафтогазовидобувний комплекс є важливим елементом національного господарства, що поєднує технологічно споріднені види господарської діяльності з видобутку нафти і природного газу від геологічної розвідки корисних копалин до виготовлення товарного продукту. Крім суто комерційної діяльності, підприємства цього комплексу виконують важливу соціальну роль, забезпечуючи населення, бюджетні установи та комунальних споживачів природним газом [29].

Ресурсоефективність нафтогазового комплексу повинна розглядатися за трьома базовими складовими: ресурсоефективність видобутку та продуктування енергоресурсів; ресурсоефективність систем транспортування енергоресурсів; ресурсоефективність технологій ощадливого та ефективного витрачання енергетичних ресурсів під час реалізації технологій та процесів використання енергоносіїв споживачами.

Перспективи розвитку нафтогазовидобувної промисловості Сумщини в першу чергу пов'язані з широким впровадженням заходів ресурсоефективності, яка передбачає досягнення оптимального співвідношення між витратами й результатами, що дає змогу на основі науково-обґрунтованої організації розробки нафтогазових родовищ забезпечити конкурентні переваги підприємствам нафтогазовидобувного комплексу, здійснювати раціональний розподіл ресурсів із використанням інноваційних енергозберігаючих технологій, а також забезпечує збалансоване вирішення соціально-економічних завдань разом із проблемами збереження сприятливого навколишнього середовища та природо-ресурсного потенціалу регіону.

В області ведуться моніторингові спостереження за станом підземних вод, ґрунтових і міжпластових. Основною метою моніторингу підземних вод є спостереження за станом підземних вод та змінами гідрогеологічної обстановки, як одного з важливіших компонентів оточуючого середовища, з забезпеченням оперативної підготовки необхідної інформації та прогнозів різного призна-

чення та рівня, а також розробки науково-обґрунтованих рекомендацій для прийняття рішень про запобігання негативним змінам гідрогеологічної обстановки та дотримання вимог екологічної безпеки [25].

Основними факторами впливу на клімат є: хімічне забруднення атмосфери; теплове забруднення повітряного басейну; зміна водного режиму району.

Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

Хімічне забруднення атмосфери парниковими газами та теплове забруднення повітряного басейну незначне.

Зміна водного режиму при провадженні планованої діяльності не відбувається.

Для реалізації екологічних заходів необхідно виконувати відповідні роботи за наступними позиціями: захист довкілля та мінімізація негативного впливу на нього; дотримання обов'язкових вимог екологічного та суміжного законодавства у сфері екології; упровадження та вдосконалення систем екологічного керування згідно з вимогами міжнародного стандарту ISO 14001:2015; дотримання принципу динамічного економічного розвитку при максимально раціональному використанні природних ресурсів та збереженні сприятливого навколишнього середовища; урахування екологічних чинників під час планування діяльності та здійснення закупівель технологій, матеріалів і устаткування, виконання робіт та послуг; підвищення ефективності виробничих процесів за рахунок застосування найкращих доступних технологій; забезпечення цільового планування дій, спрямованих на попередження та зниження негативного впливу на довкілля, із застосуванням ризик-орієнтованого підходу; підвищення екологічної культури та свідомості працівників щодо їх ролі у вирішенні питань, пов'язаних з охороною довкілля; забезпечення відкритості інформації про діяльність, пов'язану із впливом на довкілля.

З метою зниження шкідливого впливу забруднюючих речовин на атмосферне повітря, нафтогазовими підприємствами повинні проводитися такі заходи: інвентаризація стаціонарних джерел викидів; оптимізація технологічних

режимів існуючого обладнання, що працює на вуглеводневому паливі, та його модернізація; виявлення мобільними лабораторіями витоків із запірної арматури та їх усунення за допомогою сучасного обладнання та високоефективних ущільнюючих матеріалів; ремонтно-налагоджувальні роботи технологічного обладнання; заміна резервуарів із стаціонарною покрівлею на більш сучасні у технологічному плані резервуари із плаваючою покрівлею; систематичне обслуговування дихальної арматури резервуарів та апаратів, ущільнення понтонів та покрівель резервуарів; капітальний ремонт двигунів і заміна радіаторів; використання режимів перекачування та експлуатації резервуарів, які забезпечують найменші обсяги викидів забруднюючих речовин; спорудження та оснащення контрольно-регулювальних пунктів для перевірки і зниження токсичності відпрацьованих газів транспортних засобів; переведення автотранспорту на використання екологічно чистих видів пального.

З метою охорони водних ресурсів та раціонального використання води в процесах нафто газовидобутку та переробки сировини необхідно здійснювати наступні заходи: ремонт і заміна аварійних ділянок нафтопроводів, газопроводів та водопроводів; обстеження переходів трубопроводів через водні перешкоди і автодороги; відновлення обвалування резервуарів, свердловин та інших об'єктів; оцінка технічного стану експлуатаційних колон нафтових і нагнітальних свердловин геофізичним методом; ревізія і заміна арматури видобувних і нагнітаючих свердловин; ревізія і заміна засувки на водоводах, лічильників обліку води.

Супутньо-пластові води, які видобуваються разом з вуглеводнями, необхідно повертати в підземні горизонти через нагнітальні свердловини системи підтримання пластового тиску або в поглинальні свердловини за окремими проектами згідно вимог чинного законодавства. Використання цього методу значно знижує негативний вплив на поверхневі водні об'єкти, ґрунтові води, частково відновлює природні умови ділянок надр, які надані у користування для видобутку нафти та газу, забезпечує збереження земельних угідь.

З метою охорони та раціонального використання земельних ресурсів необхідне виконання таких заходів: ремонт і заміна аварійних ділянок трубопроводів; пофарбування резервуарів, ємностей, обладнання світловідбиваючими (іншими) фарбами; впровадження безамбарного методу буріння свердловин; ліквідація, рекультивації нафтових земляних та інших амбарів, резервуарів, рекультивація земель, порушених під час будівництва свердловин.

Наземний комплекс бурового обладнання та привишкових споруд, що використовуються при спорудженні свердловини, відносяться до тимчасових споруд.

Технологія спорудження свердловини і природоохоронні заходи, передбачені проектом, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел забруднювальних речовин і наслідків їх негативної дії до граничнодопустимих концентрацій забруднюючих речовин [37].

Основними потенційними забруднювачами навколишнього середовища при спорудженні свердловини є: промивальні рідини та тампонажні розчини; бурові стічні води і буровий шлам; продукти випробування та освоєння свердловини (пластові флюїди); матеріали та реагенти для приготування та обробки бурових та тампонажних розчинів; продукти згорання палива у двигунах внутрішнього згорання; господарчо-побутові стоки та відходи; металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурової установки.

Всі забруднення можна розділити на дві категорії: з технологічних та аварійних причин [38].

Технологічні причини: забруднення ґрунтів та вод через негерметичність колон та неякісне цементування; недотримання правил безпеки при роботі з буровими та тампонажними розчинами; недотримання правил безпеки при роботі з ПММ (паливно-мастильні матеріали), буровими та тампонажними розчинами; прориви трубопроводів, розливи ПММ; порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування бурових і

тампонажних розчинів; забруднення атмосферного повітря при роботі бурової установки та спалюванні продуктів випробування свердловини.

Аварійні причини: газонафтоводопроявлення та відкриті фонтани при бурінні свердловини; аварійні ситуації та порушення технології випробування свердловини; аварійні ситуації при кріпленні свердловин; аварійні ситуації з буровим обладнанням.

Забруднююча здатність бурового розчину та ступінь потенційної небезпеки проведення робіт залежить від кількості та класу токсичності хімічних реагентів, які застосовують для обробки промивних рідин і тампонажних розчинів. При бурінні свердловини основні реагенти та речовини, відносяться до помірно небезпечних та мало небезпечних 3 і 4 класу токсичності згідно ДСТУ 41-00032626-00-007-97.

Вибурена порода нетоксична, але у середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні розчини, що може негативно вплинути на рослинний світ, гранти, ґрунтові та поверхневі води.

Основними факторами, що впливають на ґрунт, є механічні пошкодження і забруднення. Механічні пошкодження пов'язані з необхідністю проведення земляних робіт, роботою транспорту тощо.

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо. Під час спорудження свердловини відбувається часткове забруднення атмосферного повітря.

На період спорудження свердловини для виробничого водопостачання передбачається використання привозної води. Промислові стоки (бурові стічні води) утворені при використанні значної кількості води на забезпечення експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забруднені глиною, вибуреною породою, хімреагентами. Екологічна небезпека може виникнути при періодично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, інфільтрації в ґрунт або стіканні в гідро сітку. При дотриманні всіх технологіч-

них заходів забруднення середовища виключається. Забезпечення питною водою передбачається завозом води спеціально обладнаними автомашинами.

Одним із впливів на атмосферне середовище є шумове забруднення. Серед бурового обладнання є механізми, що створюють певний рівень звукового тиску. Згідно проведених розрахунків загальні рівні звуку на буровому майданчику та на території житлової забудови значно нижчі граничних нормативних рівнів шуму.

Для постачання на бурову хімреагентів і паливно-мастильних матеріалів на весь період спорудження свердловини використовується спеціальна техніка, яка обладнана спеціальними герметичними ємностями, а при необхідності (в залежності від призначення) пілеуловлюючими фільтрами і засобами пожежо-гасіння.

Постачання ПММ на свердловину потрібно здійснювати у герметичних ємностях і зберігати в облаштованому складі ПММ. Необхідно забезпечити збір і вивіз відпрацьованих ПММ у спеціальних металевих ємностях на пункти утилізації.

При освоєнні свердловини слід забезпечити герметичність і надійність роботи викидних ліній, сепараторів, замірних пристроїв, ємностей. Продукти освоєння збираються в факельному амбарі з протифільтраційним екраном, потім вивозяться та утилізуються спеціалізованими підприємствами згідно укладених угод.

Для попередження аварійного викиду пластового флюїду зі свердловини проектом передбачені відповідні параметри бурового розчину, а також обв'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Основа виробничого процесу на будь-якому підприємстві – праця, тобто доцільна діяльність колективу підприємства з виробництва характерною для неї продукції. Процеси праці обов'язково передбачають наявність трьох основних елементів: робочої сили, засобів праці та предметів праці. Безпосередньо процес праці полягає у виконанні робочим трудових операцій або в активному спостереженні та управлінні роботою знарядь праці [30].

Технологія буріння нафтових і газових свердловин включає в себе періодичний підйом і спуск бурильних труб для зміни спрацьовують доліт. Це найбільш тривалі і фізично найважчі з усіх робіт, які виконуються в процесі буріння свердловин.

Технологія буріння нафтових і газових свердловин має свої особливості і пред'являє певні вимоги до силового приводу. В процесі буріння основна частина потужності споживається буровими насосами і ротором, а в процесі спуско-підйомних операцій – лебідкою і компресором.

Буріння відноситься до капітального будівництва, що створює найбільш важливу частину основних виробничих фондів у нафтогазовидобування. Будівництво свердловин пов'язане з виробництвом великого обсягу робіт по утворенню глибоких гірських виробок. Це визначає відмітні особливості предмета праці в бурінні. Крім таких його елементів, як обсадні труби, цемент і т. д., робочим-буровикам доводиться мати справу з гірськими породами, що перепиняють доступ до корисних копалин. Їх руйнування і витяг з свердловин вимагають застосування спеціального обладнання та складної технології виробництва бурових робіт. До найголовнішим з засобів праці, безпосередньо використовуються в процесі будівництва свердловин, відносяться бурове обладнання, силове обладнання, буровий інструмент (бурильні труби, долота і т. д.), спуско-підйомні обладнання та інструмент, ловильний інструмент, об'єкти малої механізації та транспортні засоби. Певний комплекс засобів праці представлений у допоміжному господарстві бурових організацій [31].

Функціональними завданнями системи організації нафтогазовидобувних робіт (НГВР) є наступні [10, 40]: ефективне виконання планованих робіт; забезпечення високих темпів росту видобутку нафти і газу; підготовка нафти і газу у відповідності зі встановленими технічними вимогами; підвищення ефективності всього виробництва шляхом раціональної розробки нафтогазових родовищ у відповідності із затвердженими проектами (технологічними схемами), всебічне покращення використання експлуатаційного фонду свердловин; удосконалення технології видобування нафти; підвищення продуктивності праці; дотримання вимог з охорони надр і захисту довкілля; керівництво підвідомчими підприємствами і організаціями та забезпечення їх рентабельної роботи.

В структурі системи організації НГВР можна виділити такі ланки [41]: основне і допоміжне виробництва та група самостійних підприємств, підлеглих безпосередньо головній відомчій ланці. До складу основного виробництва НГВР входять інженерно-технологічна служба (ІТС), цех підтримування пластового тиску (ЦПТ), цех підготовки і перепомповування нафти (ЦП і ПН), газокомпресорний цех (ГКЦ). У складі допоміжного виробництва – база виробничого обслуговування (БВО) з підрозділами, що входять до неї, і цех науково-дослідних і виробничих робіт (ЦНД і ВР). Як самостійні підприємства у складі НГВР звичайно є автотранспортна контора (АТК), будівельно-монтажне управління (БМУ), житлово-комунальна контора (ЖКК). Якщо системна структура НГВР входить на правах виробничої одиниці в склад виробничого об'єднання, то останнє бере на себе виробничі і господарські функції, деякі підрозділи НГВУ виділяються і спеціалізуються в рамках об'єднання, організаційна побудова при цьому не змінюється.

Основними керівними документами, на підставі яких здійснюється весь комплекс споруджувальних робіт, є геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт і інструктивно-технологічна карта; зазначені документи бурова бригада отримує перед початком будівництва свердловини.

Геолого-технічний наряд (ГТН) - це оперативний план роботи бурової бригади. Його складають на основі технічного проекту.

Наряд на виробництво бурових робіт складається з двох частин. У першій частині вказують номер і глибину свердловини, проектний горизонт, призначення її і спосіб буріння, характеристики конструкції свердловини, бурового устаткування і бурильної колони, терміни початку і закінчення робіт по нормах, витрати часу на буріння і кріплення окремих інтервалів і свердловини в цілому по нормах, планову і нормативну швидкості буріння, а також суму заробітної плати бригади.

Другу, основну частину наряду складає нормативна карта. Ця карта дозволяє визначити нормативну тривалість робіт від початку буріння до перфорації експлуатаційної колони. Для складання карти використовують матеріали ГТН і галузеві або затверджені для цієї площі норми часу на виконання усіх видів робіт. Для розробки нормативної карти свердловину розбивають на декілька нормативних пачок. У карті перераховують послідовно усі види робіт, які мають бути виконані при бурінні кожної пачки. Вказують витрати часу на кожен вид робіт по нормах і розраховують витрати часу на буріння і кріплення кожної ділянки і в цілому свердловини.

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона складається з трьох частин: режимно-технологічної, інструктивної і оперативного графіка будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад і вахт, які добилися найбільш високих показників при бурінні свердловин на цій площі або при виконанні окремих видів робіт (наприклад, по спуску і підйому бурильних колон і тому подібне). У режимно-технологічній частині поміщають рекомендації з вибору типорозміру доліт, забійних двигунів, параметрів режиму буріння і властивостей промивальних рідин, при використанні яких можуть бути досягнуті найбільш високі показники буріння.

У інструктивній частині освітлюють нові або досконаліші способи виконання окремих, передусім, найбільш трудомістких видів робіт, приводять рекомендації про раціональнішу організацію виробничого процесу з урахуванням особливостей конкретної ділянки площі.

Третя частина містить баланс часу буріння і кріплення з урахуванням рекомендацій, зроблених в перших двох частинах, і оперативний графік буріння свердловини в координатах "Глибина (м) - Тривалість (доба)". На графік нанесені дві криві: одна характеризує процес поглиблення свердловини по нормах, вказаних в нормативній карті; друга - процес поглиблення з урахуванням реалізації рекомендацій інструктивно-технологічної карти. Під час буріння буровий майстер на цей самий графік наносить третю криву, що показує фактичні витрати часу на буріння і кріплення. Зіставляючи фактичну криву з двома першими, бурова бригада має можливість контролювати виконання нормативних показників поглиблення свердловини і зіставляти свою роботу з кращими досягненнями на площі.

Фактична картина будівництва свердловин створюється на підставі оперативного і статистичного обліку результатів бурових робіт.

Оперативний і статистичний облік результатів бурових робіт здійснюється шляхом заповнення і затвердження певного числа документів, що охоплюють усі основні етапи будівництва свердловини.

Документи діляться на первинні (початкові) і підсумкові (узагальнювальні).

До первинних відносяться добовий рапорт бурового майстра, акти результатів кріплення і добовий рапорт по закінченню, освоєнню і випробуванню свердловини та ін. До підсумкових – усі форми галузевої статистичної звітності.

Причиною постановки досліджень щодо впливу властивостей бурового розчину на результати спорудження свердловин в осадових породах, слугувало те, що близько 80% загального метражу буріння здійснюється саме в глинистих породах – типового представника осадових. Саме за зазначених умов спостерігається наявність незрівнянно високої кількості ускладнень та їх слідства – аварій, що в цілому є причиною недостатньої уваги до питань проектування гідравлічної програми промивання свердловини і її основного розділу – підбору технологічних властивостей циркулюючих рідин.

Для визначення очікуваного економічного ефекту необхідно вибрати базу для порівняння із пропонованою технологією. Достатньо повний фактичний матеріал по результатам бурових робіт є по декількох родовищах, бурові роботи на яких велися підприємствами, що входять в структуру Міністерства екології і природних ресурсів України (КП «Північукргеологія»). Узагальнюючи дані за техніко-економічними показниками, приймаємо наступні базові показники (середньозважені станом на 2019-2020 рр.), зведені у табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Організаційно-фінансові витрати на буріння 100 м свердловини в осадових породах

Найменування витрат	Одиниця виміру	Існуюча технологія	Проектована технологія
Витрата електроенергії на роботу бурового верстата	кВт/грн.	1026/1723,68	838/1407,84
Витрата електроенергії на роботу бурового насоса	кВт/грн.	566/950,88	423/710,64
Витрата ПАР та інших хімічних сполук для обробки промивальної рідини	кг/грн.	10/365	14/592
Витрати часу на ліквідацію ускладнень	год.	12	-
Економічний ефект	грн.	329,08	

Дані табл. 6.1 свідчать про зниження організаційно-фінансових витрат при впровадженні пропонованих технологічних рішень у виробничий цикл спорудження свердловин в осадових породах. Загальнозважене зниження фінансових витрат на бурові роботи сягає майже 13% у порівнянні з існуючою технологією, також повністю виключаються прості обладнання, пов'язані із необхідністю ліквідації ускладнень в свердловині, що доводить економічну обґрунтованість і доцільність впровадження розроблених технологічних рішень у виробництво.

ВИСНОВКИ

1. Продовження подальшої інтенсивної розробки Компанського родовища вуглеводнів, розташованого на території Роменського району, є складовою регіональної програми розвитку паливно-енергетичного комплексу Сумської обл.

2. Розроблені в кваліфікаційній роботі технічні та технологічні рішення базуються на наявних даних щодо стратиграфії геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до нафтогазового буріння, умов залягання продуктивних горизонтів та ін.

3. При розробці проекту виконано аналіз геолого-технічних умов спорудження свердловин, а також здійснено вибір: способу буріння, породоруйнівного інструменту, бурильної колони і режиму буріння.

4. Для запобігання можливих ускладнень при перебудові товщ осадових порід та зон аномальних тисків, передбачено наступне: вибрано тип конструкції свердловини, який забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та нафтогазопроявлення, герметизацію гирла противикидним обладнанням.

5. Визначено методи та прийоми ведення бурових робіт в умовах осадових товщ; надано конкретні рекомендації щодо технології та технічного забезпечення робіт із ліквідації можливих ускладнень та аварій.

6. Для запобігання порушень цілісності стовбура свердловини та інтенсивних нафтогазопроявлень з переходом їх у фонтанування передбачено використання бурових промивальних рідин із такими технологічними показниками, що забезпечують мінімальну фільтраційну здатність та необхідний протитиск на нафтогазоносні і водоносні горизонти.

7. В проекті комплексно розглянуті питання розробки досконалої програми технології буріння свердловин в потужних товщах осадових порід.

8. Виконано обґрунтування заходів з попередження та нівелювання негативного впливу бурових робіт на геологічне середовище та визначено заходи з охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт.

Перелік посилань

1. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
2. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
3. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
4. Промисловість Сумської області (економіко-географічне дослідження) / А.О. Корнус, О.Г. Корнус; Сумський державний педагогічний університет імені А.С. Макаренка. – Суми: СумДПУ імені А.С. Макаренка, 2017. – 136 с.
5. Корнус А.О., Удовиченко І.В., Леонтєва Г.Г., Корнус О.Г. Географія Сумської області: природа, населення, господарство. Суми: ФОП Наталуха А.С., 2010. – 184 с.
6. Витвицька У.Я. Ресурси нафтовидобутку України і ефективність їх використання // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2002, № 2 (3). – С. 117 - 122.
7. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
8. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
9. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
10. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія / В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 141 с.
11. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. – К.: Київ. університет, 2005. – 159 с.

12. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
13. Мірзоян Л.Е. Концепція розвитку і складання програми впровадження сучасних технологій підвищення нафтовіддачі на родовищах ВАТ «Укрнафта»: Звіт про НДР / УкрНГІ. – Дог. 95.519.95. – К., 1995. – 190 с.
14. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
15. Мислюк М.А.; Рибчич І.Й.; Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
16. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
17. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
18. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
19. Семенцов Г.Н. Основи моніторингу технологічних об'єктів нафтогазової галузі / Г.Н. Семенцов, М.М. Дранчук, О.В. Гутак, Я.Р. Когуч, М.І. Когуляк, Я.В. Куровець.– Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 808 с.
20. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
21. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
22. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
23. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.

24. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенцов // Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493 с.
25. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
26. Ковальчук Є. П., Решетняк О. В. Фізична хімія. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
27. Гупало О.П. Органічна хімія / О.П. Гупало, О.П. Тушницький. – 2-ге вид., перероб. і доп. – К.: Знання, 2010. – 431 с.
28. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
29. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
30. Лесюк О.І. Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс / О.І. Лесюк – Івано-Франківськ: Місто НВ. – 1999. – 507 с.
31. Фадеева І.Г. Нафтогазовий комплекс як об'єкт стратегічного управління на засадах синергетичного підходу / І. Г. Фадеева // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 4 (4). – С. 33 – 40.
32. Витвицький Я.С. Економіка нафтогазових підприємств. За заг. та наук. ред.. Я.С. Витвицького та М.О. Данилюка / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, В.М. Кузьмин та ін. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2013. – 604 с.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.01.ПЗ	Пояснювальна записка	104	
5					
6		НГІБ.КР.22.01.ДМ	Демонстраційний матеріали	18	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	

ДОДАТОК Б ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Технологія розробки Компанського вуглеводневого родовища з удосконаленням системи підтримки стінок свердловини в стійкому стані»
студента групи 185м-20-1 ГРФ, Коломиця Віталія Вікторовича

1. Основною метою виконаної кваліфікаційної роботи є оволодіння методами самостійного рішення прикладних інженерних задач, обробка й узагальнення результатів досліджень шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань і умінь.
2. Подальша розробка Компанського родовища вуглеводнів (Сумська обл.), є невід'ємною складовою перспективного плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України, який покликаний забезпечити паливом промисловість і побутові потреби, а також працевлаштування місцевого населення.
3. Обрана тема кваліфікаційної роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра освітньо-професійного рівня за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології».
4. Тематика та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», зокрема в розділі удосконалення технології спорудження нафтових і газових свердловин та організаційної діяльності у відповідності до вимог сучасного виробництва та конкурентоспроможної економіки.
5. Практичне значення та оригінальність роботи полягає в наступному: розроблено обґрунтовані технічно і технологічно параметри конструкції і регламенту поглиблення свердловини, які відповідають високим техніко-економічним показникам та практично унеможливають прояв геологічних ускладнень; пропоновані рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних характеристик і особливостей гірських порід осадового комплексу і технологічних вимог до буріння.
6. Роботу виконано із застосуванням, зокрема, пакетів прикладних програм Excel, Mathcad, Компас 3D.
7. Оформлення кваліфікаційної роботи відповідає стандартам.
8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.
9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (91 бал).
10. Недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,
доц. кафедри НГІБ

_____ А.О. Ігнатов