

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 Стрільця Вадима Івановича

(ПІБ)

академічної групи 184М-19з-1 ГРФ

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин»

(офіційна назва)

на тему Розробка технології буріння для умов Шебелинського газоконденсатного родовища з проектуванням системи ефективних профілів свердловин

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ігнатов А.О.			
розділів:				
Технологічний і спеціальний	Ігнатов А.О.			
Охорона праці і екологічні норми	Савельєв Д.В.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 01 » вересня 2020 року

ЗАВДАННЯ**на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра

(бакалавра, магістра)

студенту Стрільцю Вадиму Івановичу академічної групи 184М-19З-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин»на тему Розробка технології буріння для умов Шебелинського газоконденсатного родовища з проектуванням системи ефективних профілів свердловин

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2020 р. № 809-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна і геофізична характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах масивно-пластового газоконденсатного родовища з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів</i>	20.10.20 р.
<i>Спеціальна частина роботи</i>	<i>Розробка систем профілів свердловин, що забезпечують високі показники буріння і видобутку</i>	12.11.20 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	26.11.20 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>	09.12.20 р.

Завдання видано _____

Ігнатов А.О.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 01.09.2020 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 11.12.2020 р.

Прийнято до виконання _____

Стрільць В.І.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 96 с., 18 рис., 15 табл., 3 додатки, 44 джерела.

ГАЗ, СВЕРДЛОВИНА, ТИСК, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПАРАМЕТР РЕЖИМУ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ, ПОКЛАД.

Сфера застосування розробки – буріння газових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища Харківської обл.) та проектування системи ефективних профілів свердловин.

Мета роботи – підвищення та забезпечення сталості показників механічної швидкості і ступеню безпечності виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних та допоміжних робіт.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід. Для запобігання інтенсивних газопроявлень розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту. Розроблено елементи системного підходу до проектування ефективних профілів свердловин.

Практичні результати – створено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на прогресивних техніко-економічних показниках та розроблено деякі елементи проектування ефективних профілів свердловин, зокрема прикладна автоматизована система їх розрахунку і графічної побудови.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних робіт.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2	Геологічна характеристика району робіт.....	10
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	14
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	19
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	19
2.2	Вибір способу буріння.....	25
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	27
2.4	Вибір бурильної колони.....	29
2.5	Вибір режимів буріння.....	36
2.6	Ускладнення при бурінні.....	49
2.7	Вибір бурового обладнання.....	51
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – проектування системи ефективних профілів свердловин.....	55
Розділ 4	Охорона праці.....	72
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	78
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	84
	ВИСНОВКИ.....	89
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	90
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	94
	ДОДАТОК Б Розрахунок профілів свердловин.....	95
	ДОДАТОК В Відзив на кваліфікаційну роботу.....	96

Вступ

Загальновідомо, що енергетична безпека будь-якої країни визначається наявністю власних ресурсів різних видів енергоносіїв, рівнем їх ефективного і раціонального використання на основі впровадження передових технологій видобутку з продуктивних пластів, глибокої переробки і енергозбереження. На сучасному етапі роль паливно-енергетичного комплексу неухильно зростає. Його розвиток значною мірою обумовлює темпи, масштаби та економічні показники розвитку країни.

В умовах значної залежності України від імпорту енергоносіїв та постійного зростання їх вартості, основними напрямками розвитку паливної галузі держави є: збільшення власного видобутку вуглеводнів; освоєння видобутку наявних запасів вугілля; розвиток альтернативних і нетрадиційних видів палива; встановлення дієвого обліку та контролю за використанням енергоресурсів.

Розвиток промисловості з розробки родовищ вуглеводнів припускає широке використання бурових робіт з метою пошуку, розвідки і розробки нафтових і газових покладів. Техніка та технологія буріння розвідувальних й експлуатаційних свердловин, як гілка нафтогазової галузі, повинна постійно удосконалюватися, особливо у зв'язку із збільшенням об'ємів робіт по глибокому і надглибокому бурінню, у тому числі на акваторіях, а також із зростаючими потребами буріння похило спрямованих і горизонтальних свердловин.

Аналіз наявних джерел інформації доводить, що у світовій практиці склалася стійка тенденція до зростання, у загальному енергетичному балансі, частки природного газу, використання якого найбільш повно відповідає вимогам енергетичної, економічної і екологічної ефективності та безпеки.

Зменшити залежність нашої держави від імпорту можливо нарощуванням власного видобутку, для чого є всі передумови. Україна посідає одне з провідних місць в Європі за запасами корисних копалин. Узагальнені поточні потенційні видобувні ресурси газу України становлять понад 1128 млн.т умовного палива, нафти – 137 млн.т і конденсату 1300 млн.т. Видобуток базується на роз-

віданих запасах понад 300 відкритих родовищ. Прогнозні ресурси (більше 7 млрд.т умовного палива) є основою для подальшого розвитку пошуково-розвідувальних робіт і нафтогазовидобутку.

Зниження видобутку власного газу в Україні є об'єктивно-закономірним і пов'язане з виснаженням на 80 – 90% основних значних за запасами газоконденсатних родовищ України – Шебелинського, Хрестищенського, Єфремівського, Мелихівського, Кегичівського, Рудківського, Битківського та ін.

Цілком очевидно, що видобуток газу з виснажених родовищ буде зменшуватися незалежно від рівня видобувних технологій. Короткочасне його підтримання вимагає впровадження складних і капіталомістких технологій. При цьому прискорюються темпи виснаження пластової енергії і тим самим створюються умови для обвального падіння видобутку в майбутньому.

Крім того, на багатьох родовищах у свердловинах спостерігаються технічні ускладнення, які пов'язані зі старінням експлуатаційного фонду. Ураховуючи те, що більшість свердловин на крупних родовищах пробурені у 60 – 70 роках ХХ століття, це, безумовно, стає важливим чинником під час планування подальшого освоєння родовищ вуглеводнів. Адже перебудування цілих покладів з метою заміни існуючого фонду потребує значних матеріальних ресурсів.

Стабілізувати видобуток на довготривалій період, а тим більше його нарощувати, можливо лише за рахунок постійного підключення у розробку нових родовищ і покладів, для чого необхідне проведення широкомасштабних пошуково-розвідувальних робіт, здатних забезпечити кратне перевищення приросту розвіданих запасів над видобутком.

З огляду на викладене, метою даної роботи є розробка прогресивної технології спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах відкладів Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища, яке за запасами є гігантським та заввишки становить понад 1000 м і складається з 14 продуктивних горизонтів пермі-верхнього карбону і картамиської світи нижньої пермі – структурно це асиметрична брахіантикліналь північно-західного простягання.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену і поділяється на Прип'ятську нафтогазоносну область, що розміщується на території Білорусі та Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область (ДДНГО) у межах України. Вона простягається від кордонів з Білоруссю на північному заході до кордонів з РФ на південному сході, займає Придніпровську низовину та Полтавську рівнину на лівобережжі Дніпра на території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей. Найбільша кількість родовищ нафти і газу зосереджена у межах Сумської, Полтавської та Харківської областей. Загальна площа ДДНГО становить 101,8 тис. км².

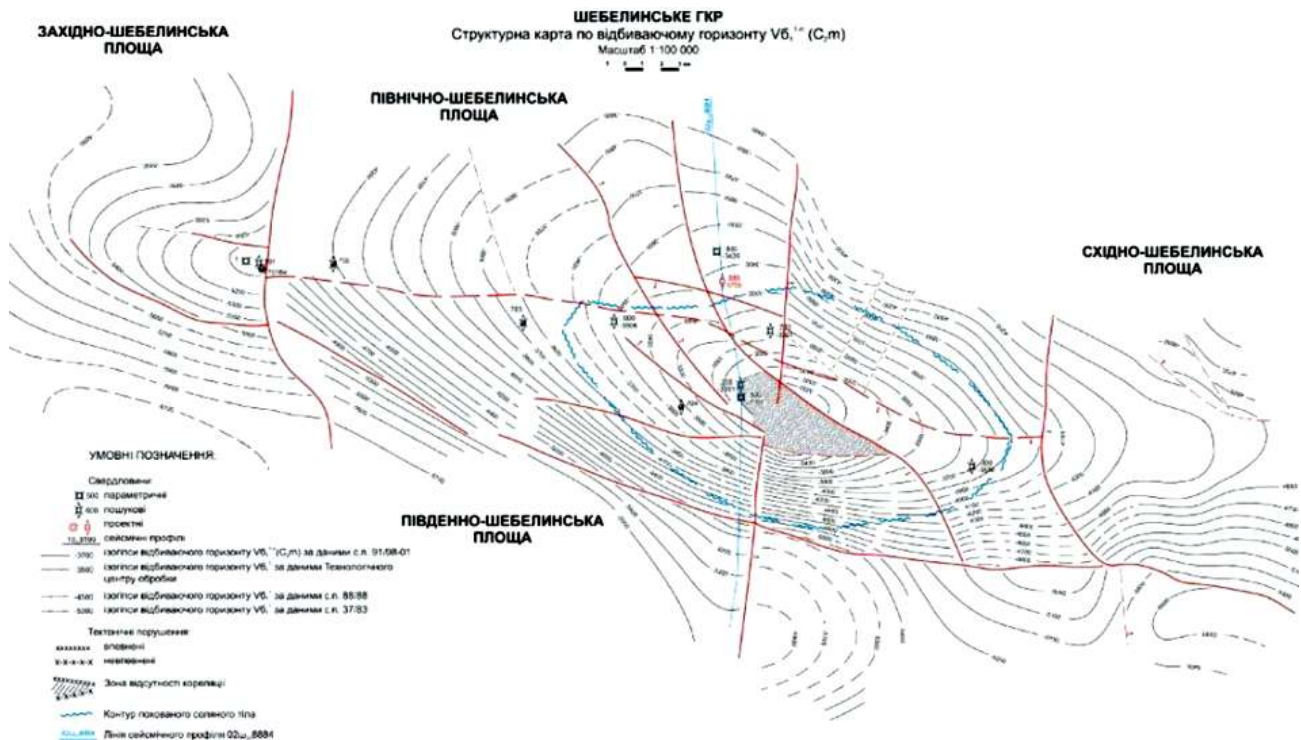


Рисунок 1.1. Структурна карта району бурових робіт (Шебелинське ГКР)

Прип'ятська та Дніпровсько-Донецька НГО пов'язані з крупними структурами осадового чохла – Прип'ятською та Дніпровсько-Донецькою западинами (ДДЗ), розділеними Брагінсько-Лоєвською сідловиною (Чернігівським ви-

ступом докембрійського фундаменту). Район проектних робіт – Шебелинське газоконденсатне родовище (ГКР), на цей час є найбільшим за розмірами газоносним структурним елементом ДДЗ і розташоване в Балаклійському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Балаклія, в приосьовій зоні східної частини ДДЗ, на межі з північною прибортовою зоною в Машівсько-Шебелинському газоносному районі (рис. 1.1) [1].

У листопаді 1949 р. на Шебелинській структурі було закладено свердловину № 1 із проектною глибиною 3000 м із розкриттям на вибої девонських відкладів. Перспективними, з точки зору нафтогазоносності, на той час вважали відклади карбону і девону. У травні 1950 р. у процесі розкриття цією свердловиною нижньоангідритового горизонту нижньої пермі на глибині 1464 м було отримано відкритий газовий фонтан. Відтоді Шебелинська площа перейшла в промислову розвідку масивно-пластового покладу у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону. Ця розвідка виявила унікальне за запасами родовище, яке розробляють і донині (рис. 1.2) [2].

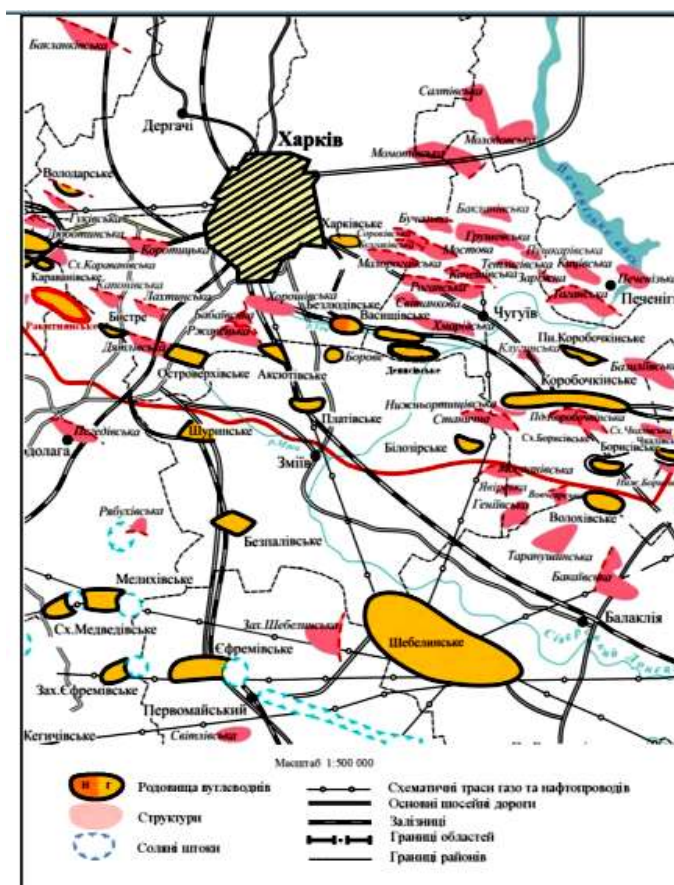


Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Шебелинське ГКР)

У промислову розробку родовище введене в 1956 р. Поклад був розділений на експлуатаційні об'єкти (зверху) в микитівській, картамиській і араукари-товій світах. Початкові дебіти свердловин становили 500 – 536 тис. м³/добу. Всього на родовищі пробурено понад 600 свердловин.

Історію розробки родовища поділяють на такі періоди: 1) 1956 - 1967 рр. – період інтенсивного розбурювання площі експлуатаційними свердловинами (30 - 35 свердловин на рік) і зростаючого видобутку газу; 2) 1968 - 1971 рр. – нарощування експлуатаційного фонду свердловин і постійний видобуток газу на рівні 20,8 - 33,2 млрд м³/рік; 3) з 1971 р. – зниження видобутку газу.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них дали до 5 - 6 млрд м³ газу, а в середньому по родовищу на 1 свердловину припадає близько 930 млн м³. Їх висока продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями. Характерною особливістю розробки родовища є також збільшення з часом відбору газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956 - 1971 рр.) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м³, то в 1972 - 1988 рр. він збільшився до 35,9 млрд м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд м³. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд м³ та є значно більшою, ніж початкові розвідані запаси) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95%.

Транспортні умови району робіт сприятливі, через нього проходить автомобільна дорога Т-2105 Харків – Зміїв – Балаклія – Веселе, залізнична дорога: лінія Харків – Красний Лиман. Найближчим магістральним газопроводом є газопровід Шебелинка-Полтава-Київ (діаметром 700 мм) [3].

Позитивний аспект розробки родовища - створення робочих місць, забезпечення потреб населення послугами підприємств.

1.2 Геологічна характеристика району робіт

Дніпровсько-Донецька НГО пов'язана з однойменною западиною, яка є частиною лінійної структури – Сарматсько-Туранського лінеаменту, що простягається від Балтійського моря до передгір'їв Тянь-Шаню. Її виникнення пов'язане з глибокими розколами земної кори, можливо, спочатку у рифеї, а потім – у девоні, формуванням систем авлакогенів, які пізніше, зі зменшенням інтенсивності тектонічних напружень, перетворилися на западини [2].

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень – це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент [4]. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного віку цих порід свідчать про присутність практично всіх основних архейських і палеопротерозойських стратиграфічних підрозділів. Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах бортів ДДЗ, де залягають неглибоко.

Основними стратиграфічними підрозділами ДДНГО є: палеозой, мезозой та кайнозой. Палеозой представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем. Мезозой представлений відкладами тріасу, юри і крейди. Кайнозой представлений відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем (рис. 1.3).

Розмір структури 29x10,5 км по контуру газоносності, який контролюється абсолютною позначкою – 2270 м. Амплітуда структури 1160 м. Складка розбита порушеннями на окремі блоки, вертикально зміщені на 80 - 200 м, основний поздовжній скид має амплітуду до 80 м [5].

Розкритий геологічний розріз родовища складений породами від кам'яновугільних до четвертинних. Підняття простежується по всіх відкладах, крім па-

леогенових. Крила складки по палеозойських відкладах досить круті: південне до 38°, північне до 15°; амплітуда зменшується в напрямку від давніших до молодших відкладів.

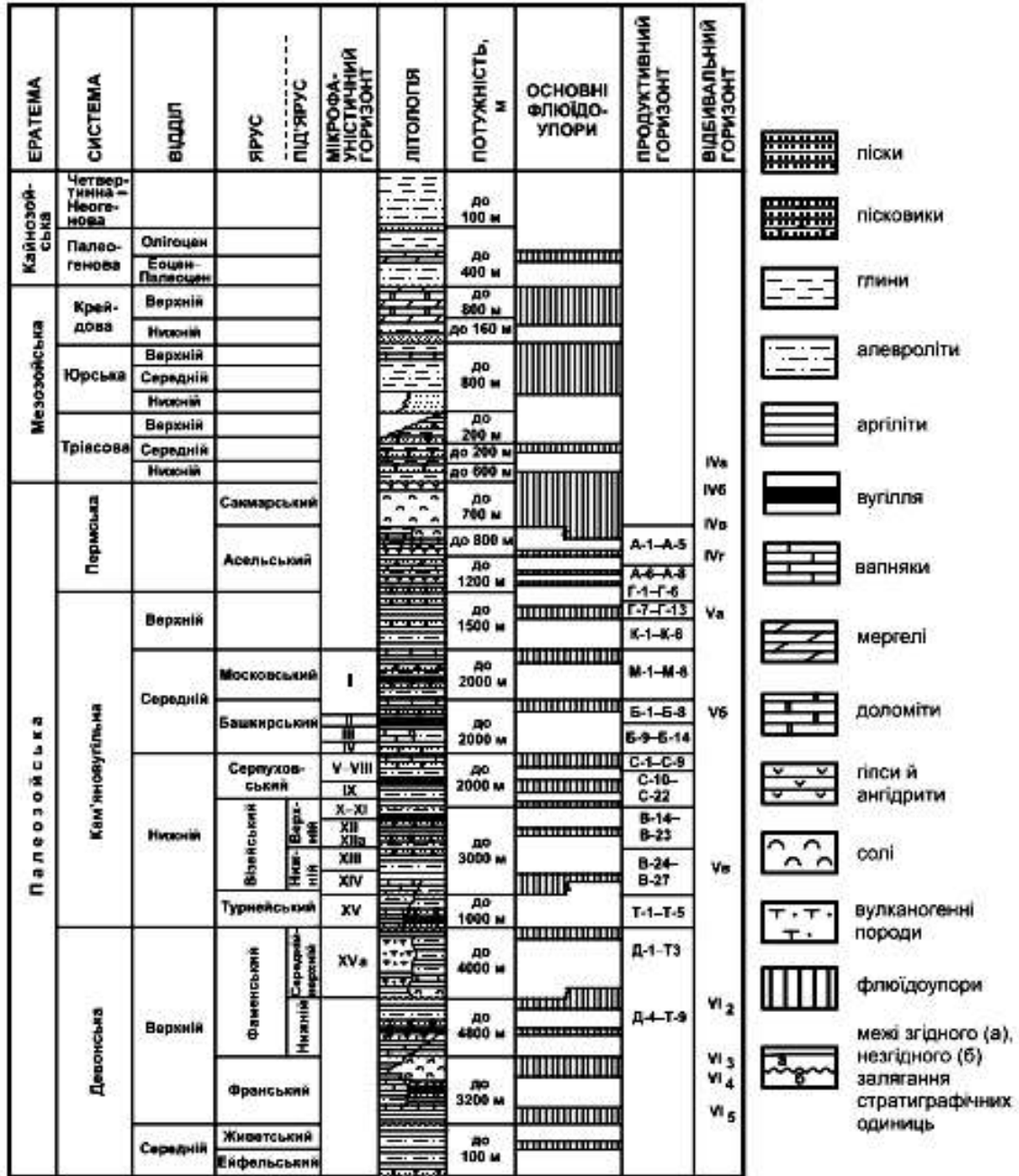


Рисунок 1.3. Зведений розріз ДДНГО

Газоносні горизонти приурочені до відкладів нижньої пермі й верхнього карбону. Окрім того, промислові припливи газу одержані із відкладів тріасу. Основний продуктивний горизонт тріасу представлений пісковиком товщиною 6 - 8 м, який залягає у підшві карбонатної товщі. Пористість пісковіку витри-

мана по площі і змінюється від 16 до 20%, середня проникність становить $0,106 \text{ мкм}^2$. Найбільш високопродуктивними горизонтами нижньої пермі є п'ять горизонтів світи мідистих пісковиків і нижній ангідритовий горизонт. Їх пористість змінюється від 14 до 37%, проникність – від $0,001$ до $0,019 \text{ мкм}^2$. Разом з тим спостерігаються сильна тріщинуватість і кавернозність карбонатних порід. Товщина розкритої частини газонасиченого розрізу сягає 1700 м. Газоносні горизонти залягають в інтервалі глибин від 750 до 2400 м (рис. 1.4). Для родовища характерна наявність над газонасиченими відкладами потужної товщі слабкопроникних соленосних порід ранньопермського віку загальною товщиною 250 - 800 м, які являють собою покрішку [6].

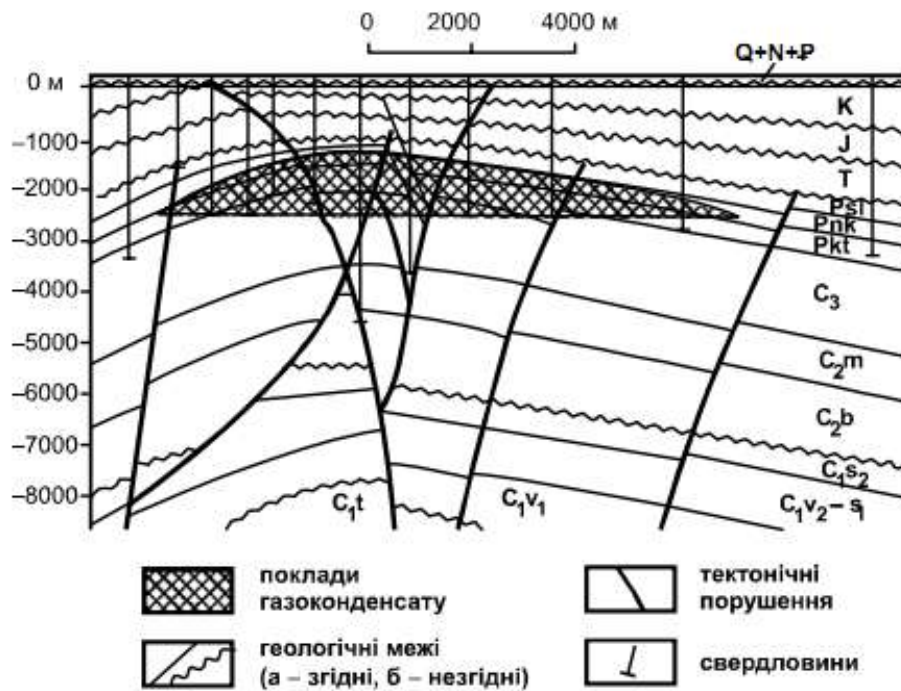


Рисунок 1.4. Шебелинське ГКЗ, геологічний розріз

Газовий поклад має аномальний пластовий тиск, що значно ускладнює процес буріння свердловин і призводить до аварійних викидів. Початковий пластовий тиск дорівнював 27,9 МПа, який у процесі розробки родовища помітно зменшився. Відповідно зменшувався середній дебіт однієї свердловини від 500 до 46 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Газ за складом метановий, вміст метану досягає 93 - 94%, вміст його гомологів – майже 5%. Крім того, в газі трапляються домішки азоту (приблизно 1%), вуглекислого газу (0,1%) і незначна кількість конденсату (до 10 г/м³) густиною 760 - 770 кг/м³. Вміст сірки в конденсаті близько 0,02% [5].

При розкритті покладів газу в межах ДДНГО, що розташовуються на глибині 354 - 5800 м та перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа при температурі 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 – 2156 тис. м³/доб газу. Промислово газоносні 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 газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів Дніпровсько-Донецької западини 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) [6].

Процес газовидобутку безпосереднім чином пов'язаний з особливостями геологічної будови гірських порід, у яких залягає газ. Знаходження газу пов'язане з комплексом осадових порід земної кори. Головні складові цього комплексу – піщаники, глини й алевроліти. Піщаники являють собою осадову гірську породу зцементованого піску, який складається із зерен кварцу, часто з домішкою польового шпату. Розмір часток піску коливається від 2 до 0,1 мм.

У складі глин містяться дрібні частки кварцу, польового шпату, а також продукти хімічного розкладання магматичних порід (розмір часток 0,01 мм). Алевроліти – дрібноуламчасті осадові породи з розміром часток від 0,1 до 0,01 мм, які в результаті зцементованості утворюють щільну гірську породу.

Крім перерахованих, до осадових належать хемогенні породи, які, як правило, представлені одним мінералом, утвореним осадженням його з розсолів. Хемогенними породами є вапняки, доломіти, кам'яна сіль і ін.

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний [4].

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

На ділянці робіт передбачається експлуатаційне буріння. Кількість свердловин: 2 (№ 12, 13). Майданчик свердловин межує:

- з півночі – ґрунтова дорога;
- з сходу – землі сільськогосподарського призначення;
- з півдня – чагарникові зарослі;
- заходу – чагарникові зарослі.

Характеристика підготовчих робіт: підготовка ділянки під будівельні роботи (планування території); зведення комплексу бурового обладнання і привезених споруд, що використовуються при влаштуванні свердловин (тимчасові виробничі споруди); влаштування тимчасових інженерних мереж; вивезення будівельних відходів.

В підготовчий період при влаштуванні свердловини виконується комплекс робіт, до складу якого входить: інженерна підготовка території, тимчасового будівельного майданчика (зняття ґрунтово-рослинного шару; планування наданої земельної ділянки з переміщенням земляних мас до проектних відміток території); організація тимчасового будівельного господарства адміністративно-побутового, складського та виробничого призначення; здача-прийняття геодезичної розбивочної основи і проведення розбивочних геодезичних робіт; перебазування будівельних машин, механізмів, автотранспорту; перевезення обладнання, труб, будівельних матеріалів і конструкцій; улаштування тимчасових мереж електропостачання; роботи по спорудженню водної свердловини та влаштування водогонів.

Об'єктом діяльності є влаштування свердловин № 12, 13 Шебелинського газоконденсатного родовища з подальшим видобуванням вуглеводнів. В разі отримання промислового притоку вуглеводнів підключення свердловин до установок підготовки газу.

Для своєчасного виконання робіт проектними матеріалами передбачено: максимальна механізація усіх трудових процесів; застосування прогресивної технології при виконанні будівельних робіт, а також максимально можливе їх поєднання; оснащення будівельних бригад високопродуктивними машинами та механізмами з урахуванням комплексної механізації будівельних процесів; своєчасне забезпечення будівництва матеріально-технічними ресурсами.

Цикл будівництва свердловини складається з [7]: 1) Влаштування бурового майданчика, підготовка майданчика під бурову, монтаж бурового обладнання. 2) Буріння та кріплення стовбура свердловин обсадними колонами і їх цементування. 3) Випробування свердловини на наявність промислового припливу вуглеводнів. 4) Підключення свердловини.

Призначення свердловин: експлуатація газоконденсатних покладів гор. пермі (А-2) верхнього (Г-11, Г-12-13, К-4, К-5, К-6) карбону. Профіль свердловин: похило-спрямований. Проектний вибій: розривні порушення відкладів верхнього та середнього карбону. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Шебелинському газоконденсатному родовищі наведена в табл. 1.1.

На площі пробурений ряд розвідувально-експлуатаційних свердловин № 1 - 4, 6 - 8 на відклади пермі (А-2) середньою глибиною 3760 м. Свердловини бурилися за триколонною конструкцією при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140. В них всіх відзначалась наявність яскраво виражених зон аномально високого пластового тиску (АВПТ) і несумісність умов буріння. В усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, проміжними колонами перекривали мезозойські

відклади, експлуатаційною – проектні горизонти з АВПТ.

Через несприятливі геологічні умови або неможливість повернення на нижні горизонти свердловини відповідно № 2, та 6 ліквідовані.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Шебелинського ГКР

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія порід		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гiдророзриву	
0-200	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0130	Обвали
200-400	Глина, пісок, мергель	II	II	0,0100	0,0140	Осипи, обвали
400-800	Аргіліт, вапняк, крейда	III	II	0,0106	0,0150	Поглинання
800-1400	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Осипи
1400-2200	Аргіліт, вапняк, чергування пачок кам'яної солі з пластами ангiдритів	VI	III	0,0134	0,0160	Жолобоутворення та каверноутворення, поглинання
2200-2850	Пісковики	VI	V	0,0139	0,0180	Зона газопроявлень

Через несприятливі геологічні умови або неможливість повернення на нижні горизонти свердловини відповідно № 2, та 6 ліквідовані.

Проводку свердловин під кондуктор, першу і другу проміжні колони здійснювали в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і турбінним способами або їх комбінацією.

Для буріння застосовували такі бурові розчини: під кондуктор - глинистий густиною 1120 - 1200 кг/м³; під проміжні колони - гуматно-акриловий розчин густиною від 1160 - 1220 кг/м³ до 1240 - 1280 кг/м³; під експлуатаційну колону - висококальцієвий, калієвий бурові розчини, які обважнювали баритом, гематитом до густини у верхній частині зони АВПТ - 1700-1750 кг/м³, у привибійній зоні до 1960-1900 кг/м³.

Серед ускладнень спостерігалися поглинання, в основному у верхньому

водоносному розрізі; затяжки, прихоплення бурового інструменту, жолобоутворення, осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу. Найважчими з ускладнень буж газопрояви в зоні АВПТ, які спостерігалися в усіх свердловинах.

Результати дослідження матеріалів проводки свердловин, у т.ч. змін густини бурового розчину по інтервалах буріння, виникнення і ліквідації газопроявів, розрахунків пластового тиску в процесі газопроявів і при випробовуванні об'єктів в експлуатаційній колоні дозволяють уточнити очікувані пластові тиски і розрахункові значення густини бурового розчину для буріння проектних свердловин.

Газопрояви з колекторів ліквідовували шляхом поступового обважнювання бурового розчину до рівноваги тиску його стовпа з пластовим тиском газу в покладі. Однак при відновленні буріння у буровий розчин розряджувалися газоносні малоємні низькопроникні прошарки порід, а також постійно відбувалася дифузія газу з вибурених ущільнених газонасичених порід.

Досвід і розрахунки показують, що на інтенсивність останніх двох типів газопроявів, підвищення густини бурового розчину не впливає і навіть небезпечне з точки зору гідророзриву менш міцних порід. В цих випадках ефективною є технологічна операція збільшення циклів промивки свердловини з дегазацією бурового розчину.

Аналіз геологічної будови і умов проводки свердловин вказує на дуже складні гірничо-геологічні умови розрізу проектних свердловин і дозволяє виділити в ньому до трьох інтервалів, несумісних щодо умов буріння, котрі визначають конструкцію свердловин.

Конструкція свердловин буде запроектована виходячи з умов геологічного розрізу свердловини з урахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння. Конструкція свердловини повинна забезпечувати [8]: міцність і довговічність свердловини як технічної споруди; надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і вимоги охорони надр і навколишнього середовища; мінімум витрат на одиницю видобутої продукції; доведення свердловини до проектної

глибини; досягнення проектних режимів експлуатації; найповніше використання природної енергії для транспортування газу; проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних досліджень.

Особливістю експлуатації проектного об'єкту є необхідність проведення вогневих та вогнебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу. Одна з основних умов безпечної експлуатації свердловини – її герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та ін. Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем. Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації дії персоналу передбачено планом ліквідації аварійних ситуацій.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Поєднання обсадних колон різних діаметрів, складають конструкцію свердловини, яка, в кінцевому підсумку, залежить від діаметру експлуатаційної колони [7]. При виборі діаметру експлуатаційної колони розвідувальних свердловин на структурах з виявленою продуктивністю газових горизонтів, вирішальний чинник – це забезпечення умов для проведення випробування пластів і наступної експлуатації промислових об'єктів.

У розвідувальних свердловинах пошукового характеру на нових площах діаметр експлуатаційної колони залежить від необхідного числа проміжних обсадних колон, якості отриманого кернового матеріалу, можливості проведення геофізичних робіт і випробування розкритих перспективних об'єктів на приплив. Свердловини цієї категорії після спуску останньої проміжної колони можна бурити долотами діаметром 140 мм і менш з наступним спуском 114-мм експлуатаційної колони або колони меншого діаметру [9].

Найбільш жорсткі вимоги, за якими визначають діаметр експлуатаційної колони, диктуються умовами експлуатації свердловин. Зниження рівня рідини при видобутку нафти або води в обсадній колоні і зменшення тиску газу в пласті обумовлює виникнення мнучих навантажень [10]. Внаслідок цього обсадна колона має бути складена з труб такої міцності, щоб в процесі експлуатації не сталося зім'яття (повинна бути витримана міцність обсадної колони на можливі значення деформацій від зім'яття, зрушення і внутрішнього тиску).

При проектуванні конструкцій газових і газоконденсатних свердловин необхідно враховувати наступні особливості [11]: тиск газу на гирлі близький за значенням до забійного, що вимагає забезпечення найбільшої міцності труб у верхній частині колони; незначна в'язкість газу обумовлює його високу проникаючу здатність, що підвищує вимоги до герметичності різьбових з'єднань і заколонного простору; інтенсивний нагрів обсадних колон призводить до виник-

нення додаткової температурної напруги в незацементованих ділянках колони і вимагає врахування цих явищ при розрахунку їх на міцність; можливість газових викидів в процесі буріння вимагає встановлення противикидного устаткування; тривалий термін експлуатації і пов'язана з ним можливість корозії експлуатаційних колон вимагають застосування спеціальних труб із захисним покриттям і пакерів.

Загальні вимоги, що пред'являються до конструкцій газових і газоконденсатних свердловин: достатня міцність конструкції у поєднанні з герметичністю кожної обсадної колони і цементного кільця в затрубному просторі; якісне відокремлення усіх горизонтів і в першу чергу газонафтових пластів; досягнення передбачених проектом режимів експлуатації свердловин, обумовлених проектами розробки горизонту (родовища); максимальне використання енергії пласта газу для його транспортування по внутрішньопромислових і магістральних газопроводах.

Щоб забезпечити кращі умови буріння, найбільш ефективну технологію проводки і попередити можливі ускладнення, під час проектування конструкції свердловини необхідно враховувати: характеристику порід, що розкриваються свердловиною, з точки зору можливих обвалів, осипів, каверноутворення; проникність порід і пластові тиски; наявність зон можливих газо-, нафто- і водопроявів і поглинань промивальної рідини і умови, при яких ці ускладнення виникають; температуру гірських порід в стовбурі свердловини; кути падіння порід і частоту чергування їх по твердості.

Детальний облік перших трьох чинників дозволяє визначити необхідні глибини спуску обсадних колон.

Породи з низькою міцністю мають бути перекриті обсадною колоною (або колонами) відразу ж після розкриття усієї їх товщини, оскільки при бурінні можуть утворитися обвали і різко ускладнитися роботи по проходці.

Зони з різним характером ускладнень (прояви і поглинання) також мають бути ізольовані одна від одної, якщо пластові тиски перевищують тиски гідророзриву порід, оскільки попередження кожного з цих ускладнень досягається

прямо протилежними несумісними методами.

Температура гірських порід в процесі буріння значно впливає на в'язкість, статичну напругу зрушення (СНЗ) і водовіддачу бурового розчину: чим вище температура гірських порід, тим важче підтримувати ці параметри в допустимих межах. Іноді окрім термостійких реагентів для проходження таких зон вимагаються різні несумісні системи бурових розчинів, що викликає необхідність відокремлення подібних зон обсадними колонами. Значна різниця температур вимагає застосування тампонажних цементів різних типів.

Кути падіння гірських порід і частота чергування їх по твердості за інших рівних умов чинять домінуючий вплив на темп викривлення стовбура в процесі буріння. Чим більше утлі падіння порід (приблизно до 60°) і чим частіше за породу з різною твердістю перешаровуються, тим вище темп мимовільного набору кривизни.

Коливання значень зенітного і азимутного кутів є основною причиною утворення вироблень жолобів в стовбурі і перешкоджають досягненню обсадними колонами проектних глибин внаслідок їх заклинювання при спуску в жолобах. Для успішного виконання заданої програми кріплення необхідно, щоб кути викривлення стовбура вертикальної свердловини були мінімальними. Якщо проектна конструкція порушується, то виникає небезпека ліквідації свердловини в результаті неможливості довести її до проектної глибини.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрям і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають [9, 12]:

- продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим забоем;
- 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.

Обсадні колони за призначенням підрозділяються таким чином [9]. Напрямок – перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напрямок, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямками, коли верхня частина розрізу представлена льосовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Кондуктор – колона обсадних труб, призначених для відокремлення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від забруднення, монтажу противикидного устаткування і підвіски наступних обсадних колон. Проміжна обсадна колона (їх може бути декілька) служить для відокремлення несумісних за умовами буріння зон при поглибленні свердловини до намічених глибин. Проміжні обсадні колони можуть бути наступних видів: суцільні – перекривають увесь стовбур свердловини від забою до її гирла незалежно від кріплення попереднього інтервалу; хвостовики – для кріплення тільки необсадженого інтервалу свердловини з перекриттям попередньої обсадної колони на деяку величину; летючки – спеціальні проміжні обсадні колони, що слугують тільки для перекриття інтервалу ускладнень і не мають зв'язку з попередніми або наступними обсадними колонами. Експлуатаційна – остання колона обсадних труб, якою кріплять свердловину для відокремлення продуктивних горизонтів від інших порід і витягання зі свердловини нафти або газу або для нагнітання в пласти рідини або газу. Іноді, в якості експлуатаційної ко-

лони може бути використана (частково або повністю) остання проміжна колона.

Основні параметри конструкцій свердловини: число і діаметр обсадних колон, глибина їх спуску, діаметри доліт, які потрібні для буріння під кожен обсадну колона, а також висота підйому і якість тампонажного розчину за ними, забезпечення повноти витіснення бурового розчину [9, 13].

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.1).

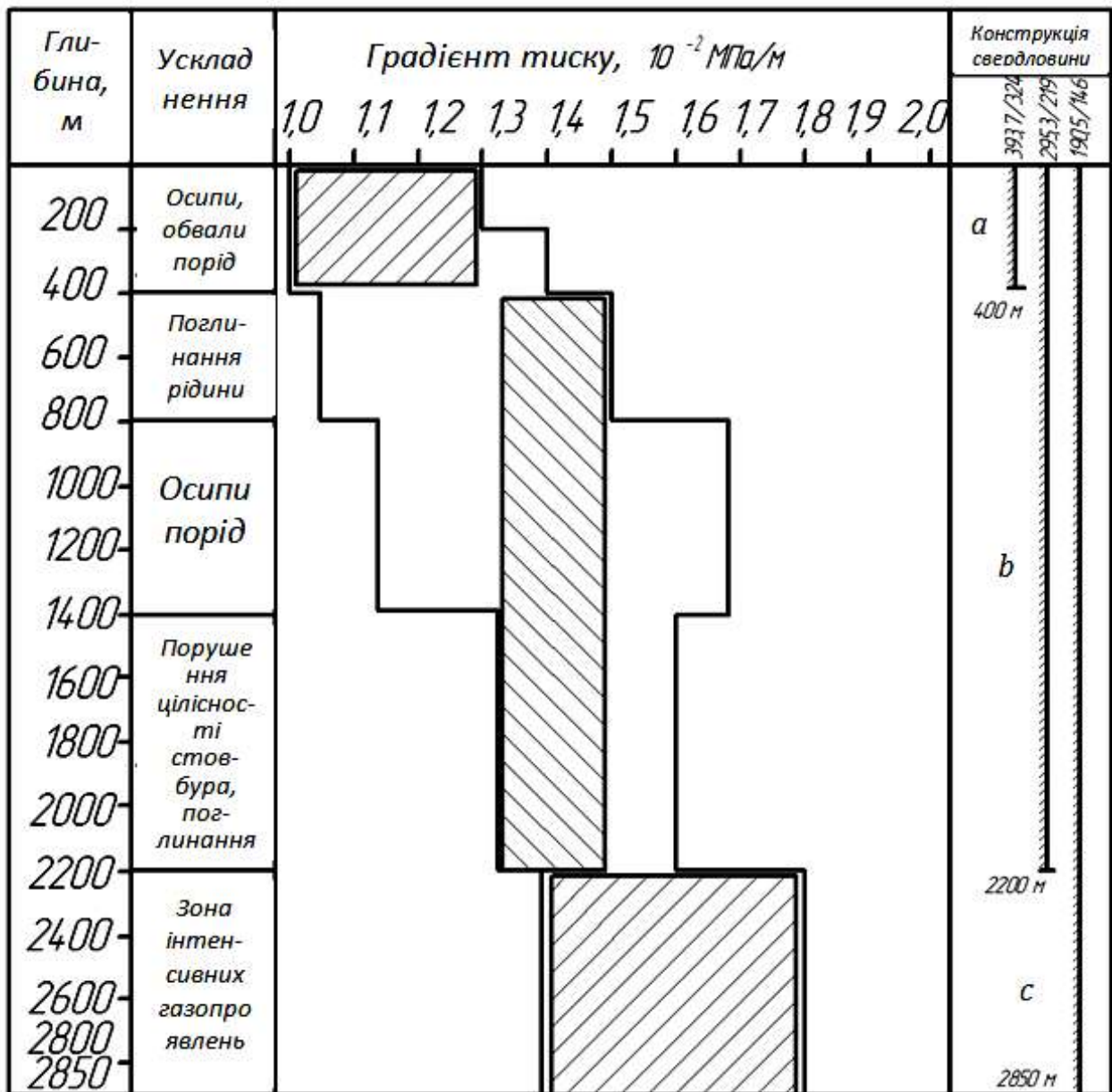


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [9, 14]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища і складає - 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- на інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 400 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до осипів і обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 2200 м - проміжна колона (для перекриття порід, схильних до поглинань промивальної рідини і деформацій), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 2850 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Хід визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

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

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 10 = 186 \text{ мм},$$

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

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [14], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{np} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{np} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^k = D_m^k + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $D_{\delta}^k = 393,7$ мм.

б) діаметр шахтного напрямку дорівнює:

$$D_{zn}^n = D_{\delta}^k + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо $D_{zn}^n = 444,5$ мм (електрозварні труби).

Отримані дані зводимо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Характеристика конструкції свердловини

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Зовнішній діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напрямок	-	444,5	10	До гирла	-
Кондуктор	<i>a</i>	324	400	До гирла	393,7
Проміжна	<i>b</i>	219	2200	До гирла	295,3
Експлуатаційна	<i>c</i>	146	2850	До гирла	190,5

Для встановлення шахтного напрямку буде споруджено спеціальний шурф [9].

2.2 Вибір способу буріння

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих

ускладненнях з високими техніко-економічними показниками [13].

При поглибленні свердловини порода може руйнуватися дованням, свердлінням або (та) стиранням. Кожному з цих видів руйнування відповідають основні методи буріння: ударний, обертальний, ударно-обертальний [9, 15].

Найбільше застосування отримало обертальне буріння. При цьому способі циліндричний стовбур формується долотом, що безперервно обертається. Розбурені частки в процесі буріння також безперервно виносяться на поверхню циркулюючим буровим розчином. При обертальному бурінні долото занурюється в породу в результаті одночасної дії осевого зусилля (навантаження), спрямованого перпендикулярно до площини забою, і окружного зусилля від обертового моменту.

Розрізняють наступні основні способи обертального буріння:

1) роторне буріння, при якому двигун, що приводить в обертання долото на забої за допомогою колони бурильних труб, знаходиться на поверхні;

2) буріння з використанням забійного (занурюваного) двигуна, при цьому останній (турбобур, гвинтобур, електробур) розміщується безпосередньо біля вибою свердловини – над долотом.

Роторне і турбінне буріння є основними способами проводки свердловин, їх застосовують повсюдно.

Буровий ротор призначений для виконання наступних функцій: обертання (вертикально переміщеної) бурильної колони в процесі проходки свердловини роторним способом; сприйняття реактивного крутного моменту і забезпечення подовжньої подачі бурильної колони при використанні забійних двигунів; утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини при нарощуванні і спуско-підіймальних операціях; провертання інструменту при аварійних роботах, що зустрічаються в процесах буріння і кріплення свердловини.

Ротори відносять до основних механізмів бурової установки. Їх розрізняють за діаметром прохідного отвору, потужності і допустимим статичним навантаженням. За конструктивним виконанням ротори ділять на нерухомі і такі,

що переміщуються зворотно-поступально відносно гирла свердловини у вертикальному напрямі.

Привід ротора здійснюється за допомогою ланцюгових, карданних і зубчастих передач від бурової лебідки, коробки передач або індивідуального двигуна. Залежно від приводу ротори мають ступінчасту, безперервно-ступінчасту і безперервну зміну швидкостей і моментів обертання. Для сприйняття реактивного крутного моменту їх забезпечують стопорними пристроями, що встановлюються на швидкохідному валу або на столі ротора. Рухливі деталі змащуються розбризкуванням і примусовим способом. Поставляють ротори в двох виконаннях - з пневматичним клиновим захопленням для утримання труб і без нього.

Конструкція ротора повинна забезпечити необхідні зручності для високопродуктивної праці і відповідати вимогам надійності і безпечного обслуговування. При цьому габарити ротора мають бути обмежені площею, що відводиться для його установки на буровому майданчику. Ротори, використовувані в бурових установках різних класів і модифікацій, мають бути максимально уніфіковані за технічними параметрами і конструкціями.

Виходячи з умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наявного технічного оснащення приймаємо роторний спосіб буріння.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

За умов глибокого нафтогазового буріння гірські породи на вибої свердловини руйнуються долотами різних типів і моделей, розширювачами і бурильними голівками [15]. Долота для суцільного буріння розрізняються за дією на вибій та конструктивним виконанням.

Усі долота для суцільного буріння за характером дії на породу розділяються на наступні основні групи [13]: долота лопатеві, різальні і сколюючої дії; долота шарошкові із слабо конічними (майже циліндричними) шарошками – одночасно сколюють і дроблять породу; долота з конічними шарошками, вер-

шини яких лежать у центру долота або поблизу неї, збирані на лапах з консольними цапфами – загалом вони дроблять породу; долота з матричним корпусом, оснащеним твердосплавними штирями або алмазами – таким інструментом відбувається різання і стирання породи.

Найбільшого поширення набули шарошкові долота. Ними виконується понад 90% об'єму проходки. Залежно від числа робочих органів – шарошок, долота бувають одно-, двух-, трьох- і багатошарошкові. Найбільш поширений варіант виконання доліт – трьохшарошковий. Його конструкція відрізняється найкращими умовами розміщення інструменту – в круглому перерізі свердловини – саме трьох конічних шарошок, що забезпечує оптимальне центрування і стійкість долота.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [13, 16]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Коротка характеристика прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід за граничними показниками		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	твердості	абразивності			
0-400	II	II	ЗЛ-393,7	74	320
400-800	III	II	III295,3МС – ЦВ	94	400
800-2200	VI	III	III295,3Т – ГВ	94	400
2200-2850	VI	V	III190,5Т – ЦВ	32	200

Укрупнено стандартна конструкція шарошкового долота складається з наступних основних вузлів: литого корпусу, лап, вузла опор, що включає цапфу і підшипники, шарошок і очищаючого або промивального вузла [8, 12]. До складу останнього можуть входити насадки, що формують високонапірний потік бурового розчину. Верхня частина корпусів доліт зазвичай називається приєднувальною голівкою, оскільки вона служить для приєднання до перевіднику або нижнього кінця бурильної колони. В багатьох випадках вона виконана у вигляді муфти із зовнішнім або внутрішнім конічним різьбленням. На нижній частині корпусу зазвичай передбачені пази, в які вставляють лапи із змонтовани-

ми шарошками. Лапи приварюють до корпусу зварними швами.

Стандартом передбачено 13 типів системи озброєння доліт у залежності від типу 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, окремлених вапняків, кварцитів VIII-X категорій з буримості; ОК – для дуже міцних порід XI-XII категорій з буримості. Індекс З означає, що шарошки армовані зубками (вставками) твердого сплаву і призначені для буріння абразивних порід.

2.4 Вибір бурильної колони

Основне призначення бурильної колони: забезпечити гідравлічний і механічний зв'язок долота, що працює на вибої, і стовбура свердловини з поверхневим механічним і гідравлічним устаткуванням [17]. Одночасно бурильна колона служить інструментом для доставки на глибину бурових і колонкових доліт, різних дослідницьких приладів і пристроїв, снарядів і аварійно-ліквідаційних пристосувань.

Бурильна колона включає наступні основні елементи зверху вниз: робочу (ведучу) трубу, бурильні труби, обважені бурильні труби (ОБТ) [15].

Робоча труба, зазвичай квадратного перерізу, служить для передачі обертання від ротора до бурильної колони. Вона фіксується в отворі ротора квадратними клинами, вкладишами, у зв'язку з чим обертається спільно із столом ротора і одночасно може переміщатися в осьовому напрямі у міру поглиблення забою свердловини. З'єднується робоча труба за допомогою нижнього перевідника з верхньою трубою бурильної колони, а за допомогою верхнього перевід-

ника – із вертлюгом – пристроєм, що зв'язує нагнітальну лінію бурового насоса із бурильною колоною.

Бурильна колона може компонуватися з труб наступних конструкцій: з висадженими всередину кінцями; з висадженими назовні кінцями; з привареними сполучними кінцями; з блокуючим поясочком; беззамкові розтрубні.

Бурильні труби багаторазово з'єднуються в бурильну колону у міру проводки стовбура свердловини, оскільки необхідно періодично замінювати зношене долото на нове і виконувати інші роботи у свердловині, що вимагають спуско-підіймальних операцій з бурильною колоною. Велике замкове різьблення (зі значною конусністю) – дозволяє швидко, за декілька оборотів, згвинчувати і розгвинчувати труби, при цьому герметичність забезпечується напруженим контактом торцевих поверхонь замків.

Важливим елементом бурильної колони є бурильні труби, що обважнюють, одна з головних функцій яких - створювати осьове навантаження на долото, не допускаючи вигину бурильної колони. ОБТ встановлюють безпосередньо над долотом або зануреним двигуном. Труби масивні за рахунок великої товщини сталевих стінок (товщина стінок ОБТ у декілька разів більше товщини стінок звичайних бурильних труб).

Необхідним елементом до складу бурильної колони входять різні перевідники, призначені для з'єднання ведучої труби з вертлюгом і бурильними трубами, бурильних труб з ОБТ, ОБТ з турбобуром або долотом.

Крім того, бурильна колона може оснащуватися центраторами для запобігання вигину бурильної колони і одностороннього примикання її до стінки стовбура свердловини, розширювачами – спеціальними долотами для збільшення діаметру стовбура свердловини, кривими перевідниками і соапстоками для викривлення стовбура свердловини в заданому напрямі.

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [9].

Схема бурильної колони наведена на рис. 2.2.

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 [12, 14].

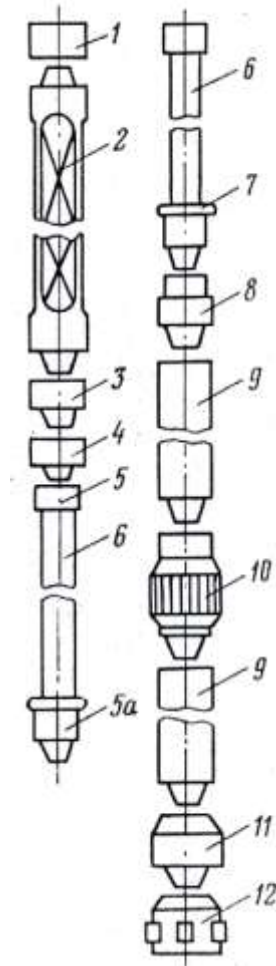


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони
 1 – верхній перевідник ведучої труби
 2 – ведуча труба
 3 – нижній перевідник ведучої труби
 4 – запобіжний перевідник
 5 – муфта замка
 5а – ніпель замка
 6 – бурильна труба
 7 – протектор
 8 – перевідник на ОБТ
 9 – ОБТ
 10 – центратор
 11 – наддолотний амортизатор
 12 – калібратор

Вибір діаметрів ОБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [9, 15]. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_0 \leq 295,3$ мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_0} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм;}$$

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

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

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ \varnothing 114 мм

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	
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	28,9

Вибір компоновки низу бурильної колони (КНБК)

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 [9].

Довжина і компоновка ОБТ

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 [14].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 20000}{102,9 \left(1 - \frac{1,274}{7,85} \right)} \approx 281 \text{ м}$$

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 $l_{ОБТ} = 300$ м.

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

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

де E – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м²;

I – момент інерції за дії вигину, м⁴.

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

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

$$l_{ОБТ}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

Якщо $l_{ОБТ} \geq l_{ОБТ}^{кр}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [9, 12], для проектного випадку центратори будуть встановлені через кожні 125 м (2 центратора).

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

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

Довжина і компоновка БТ

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{\text{ОБТ}} + G + G_{\text{нк}}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.9)$$

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

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

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

$G_{\text{ОБТ}}$ – вага ОБТ, Н;

G – вага забійного двигуна, Н;

$G_{\text{нк}}$ – вага наддолітного комплекту, Н;

P_n – сумарні втрати тиску в забійному двигуні та долоті, Па;

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

Q_{nl} – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб [14], 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

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

$$l_1 = \frac{648 \cdot 10^3 - 1,15(300 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 260) \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 746 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 725 \text{ м}$.

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

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}; l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.10)$$

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 $l_2 = 500 \text{ м}$.

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 $l_3 = 200 \text{ м}$.

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 $l_4 = 275 \text{ м}$.

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 $l_5 = 400 \text{ м}$.

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

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН}; l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 348 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$L_6 = L_{св} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{ОБТ} + l_{НК})$$

$$L_6 = 2850 - (725 + 500 + 200 + 275 + 400 + 300 + 300) = 150 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 150 \text{ м}$.

Таблиця 2.4

Відомості про конструктивні параметри бурильної колони

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
6	10	К	0	150	150	0,289	43,35
5	9	К	150	550	400	0,265	106
4	8	К	550	825	275	0,242	66,55
3	10	Д	825	1025	200	0,289	57,8
2	9	Д	1025	1525	500	0,265	132,5
1	8	Д	1525	2250	725	0,242	175,45
НК	10	Д	2250	2550	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	3550	2850	300	1,029	308,7
РАЗОМ							≈978

Таким чином, в результаті розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

2.5 Вибір режимів буріння

Поглиблення (або власне механічне буріння) – це результат руйнування гірських порід долотом, що обертається з певною швидкістю, знаходиться під деяким навантаженням при постійному очищенні вибою свердловини від вибуреної породи буровим розчином певної якості і рухомим з деякою заданою швидкістю [15].

Під режимом буріння розуміють певне поєднання чинників, що впливають на показники буріння. Ці чинники називають параметрами режиму буріння.

До найважливіших параметрів відносять: осьове навантаження на долото; частоту обертання долота (або ротора); кількість (витрату) циркулюючого бурового розчину; якість циркулюючого бурового розчину, що подається на забій

(із певними показниками фільтрації, статичної напруги зрушення, в'язкості, густини) [17].

Співвідношення між параметрами режиму підбирають так, щоб отримати найбільш високі кількісні показники при необхідних якісних і можливо нижчу собівартість 1 м проходки.

У практиці буріння зустрічаються випадки, коли необхідно підбирати параметри режиму буріння для вирішення спеціальних завдань, іншими словами – ставиться за мету забезпечення якісних показників. Кількісні показники буріння в цьому випадку другорядні. Такі режими буріння називають спеціальними. До них відносять режими буріння, вживані в несприятливих геологічних умовах, а також режими буріння, використовувані при зміні напрямку осі стовбура свердловини (буріння похилих і горизонтальних свердловин) і відборі кернів. Проте, якісне формування стовбура свердловини завжди має бути визначальним [18].

Механічне руйнування гірських порід (поглиблення) при бурінні долотом має складний характер [15]. За кількісними показниками поглиблення не можна судити про вплив того або іншого параметра на ефект руйнування гірських порід: їх дія завжди комплексна. Найбільш ефективно поглиблення свердловини можливе тільки в тому випадку, якщо вибій повністю очищається від шламу; інакше вибурена порода чинить додатковий опір роботі долота, внаслідок чого механічна швидкість проходки і проходка на долото нижчі за розрахункові значення. Досвід показує, що техніко-економічні показники проходки свердловин значною мірою залежать від режиму промивання і технологічних властивостей (якості) бурового розчину.

Необхідне осьове навантаження на долото C_d визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_n p_{ш} F_k \quad (2.11)$$

де k_n – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

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

F_k – площа контакту зубів долота с породою, m^2 .

Значення коефіцієнта k_n приймається 0,7-0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0-1,2 – для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [16]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_o = c_n D_o, \quad (2.12)$$

де c_n – питома навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.5), Н/м;

D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Питома навантаження для різних типів доліт

Тип долота	Тришарошкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$c_n \cdot 10^5$, Н/м	<2	2-5	5-10	10-15	>15
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ИСМ"	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

$$\underline{3Л - 393,7} \quad C_o = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 51181Н \approx 52 \text{ кН} < [C_d] = 320 \text{ кН.}$$

$$\underline{III295,3МС - ЦВ} \quad C_o = 2 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 59060Н \approx 60 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{III295,3Т - ГВ} \quad C_o = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 295300Н \approx 300 \text{ кН} < [C_d] = 400 \text{ кН.}$$

$$\underline{III190,5Т - ЦВ} \quad C_o = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 200000Н \approx 200 \text{ кН} = [C_d] = 200 \text{ кН.}$$

2. Частота обертання долота.

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота [13].

$$n_o = \frac{d_{uw}}{t_{\min} D_o Z}, \quad (2.13)$$

де n_d – частота обертання долота, c^{-1} ;

$d_{ш}$ – діаметр шарошки, м;

t_{min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота із породою, с

$$t_{min} = (3 - 8) \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

Для лопатевих доліт частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d}, \quad (2.14)$$

де V_d – допустима лінійна швидкість обертання, яка визначається із умов абразивного зносу та нагріву долота, $V_d = 3 - 5$ м/с.

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7}} \quad n = \frac{60V_d}{\pi D_d} = \frac{60 \cdot 3}{3,14 \cdot 0,3937} = 146 \text{ об/хв.}, \text{ приймаємо } 150 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ЦВ}} \quad n_d = \frac{0,150}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 4,2 c^{-1} \approx 250 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т - ГВ}} \quad n_d = \frac{0,150}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,2 c^{-1} \approx 250 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ЦВ}} \quad n_d = \frac{0,095}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1905 \cdot 21} = 6 c^{-1} = 360 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{виб} \quad (2.15)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, m^3/c ;

q_0 – питома витрата промивальної рідини, m^3/c на $1 m^2$ забою;

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

$F_{виб}$ – площа забою свердловини, m^2 .

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кр}} \quad (2.16)$$

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

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

в м'яких $V_{\min}=1,0-1,4$ м/с;

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

$$\underline{\underline{3Л - 393,7 \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};}}$$

$$\underline{\underline{Ш295,3МС - ЦВ \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};}}$$

$$\underline{\underline{Ш295,3Т - ГВ \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};}}$$

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.6

Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об/хв	Q , дм ³ /с
3Л - 393,7	0-400	5200	150	50,9
Ш295,3МС – ЦВ	400-800	8900	250	50,9
Ш295,3Т – ГВ	800-2200	30000	250	50,9
Ш190,5Т – ЦВ	2200-2850	20000	360	13

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.1) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.17)$$

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 [9].

$$\text{- інтервал буріння 0-400 м: } \rho_{np} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 400)}{9,81 \cdot 400} \approx 1122 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 400-2200 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 2200)}{9,81 \cdot 2200} \approx 1220 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 2200-2850 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2900)}{9,81 \cdot 2900} \approx 1274 \text{ кг/м}^3.$$

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [8]

$$P = P_m + P_{кн} + P_z + P_{ОБТ} + P_{кнОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.18)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{кнОБТ}$ - 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 $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{np} V d_\Gamma}{\eta_{пл}} \quad (2.19)$$

де ρ_{np} - густина промивальної рідини, кг/м³;

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

d_Γ - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_b або різниці діаметрів $d_2 = D_c - d_{зн}$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

d_{zn} - 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;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_r^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.20)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7 \quad (2.21)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.22)$$

де F – площа поперечного перетину, м²;

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

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

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B} \quad (2.23)$$

$$p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_{zn})} \quad (2.24)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

$\beta_T, \beta_{кп}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.4) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{шл}} V} \quad (2.25)$$

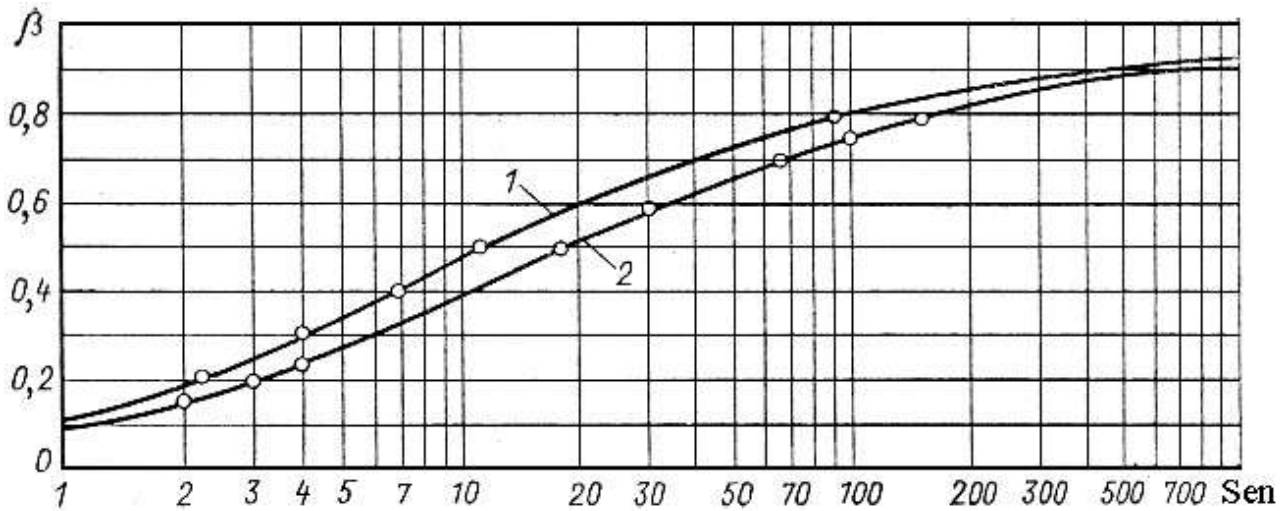


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_m ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{кп}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пп}}}{d_r} l, \quad (2.26)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (2.27)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_r = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.28)$$

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.

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.29)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right), \quad (2.30)$$

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, м²;

$F_{\text{кп}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.31)$$

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [13].

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.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.32)$$

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;

ΣP_i – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванні.

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

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.33)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [7].

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 $P_{m\partial}$, щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

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

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}$$

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 необ-

хідно перейти на долото з центральною системою промивання і знайти перепад тиску в долоті по формулі

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.34)$$

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 необхідно 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

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1274 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,02} = 11377;$$

$$\text{He} = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,094^2}{0,02^2} = 106942 ;$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 106942^{0,58} = 8129 .$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{11377} \right)^{0,25} = 0,034;$$

$$P_{\text{БТ}} = 0,034 \frac{1,9^2}{2} \frac{1274}{0,094} 2550 \approx 2,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,2 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1274 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02} = 3411;$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,02^2} = 70830 ;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 70830^{0,58} = 6847 .$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02 \cdot 0,7} = 21 ;$$

$$P_{кн} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 2550}{0,52 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 0,99 \cdot 10^6 \text{ Па} \approx 1 \text{ МПа} .$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{2550}{25} = 102 \text{ шт.};$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2 ; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8 ;$$

$$P_3 = 1274 \cdot 102 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа} .$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02 ;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8 ; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2 ;$$

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

$$Re = \frac{1274 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,02} = 14140 ;$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,0683^2}{0,02^2} = 56460 ;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 56460^{0,58} = 6262 .$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{6262} \right)^{0,25} = 0,035 ;$$

$$P_{ОБТ} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1274}{0,0683} 300 \approx 1,0 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,0 \text{ МПа} .$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02 ;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8 ; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2 ;$$

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

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02} = 3118;$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,02^2} = 23967;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 23967^{0,58} = 4632.$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,1} \approx 8;$$

$$P_{кнОБТ} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 300}{0,35 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{обс} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1274 \cdot 0,013^2 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}.$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\delta} = 0,8 \cdot 32 - (2,2 + 1 + 0,3 + 1 + 0,3 + 0,1) \approx 21 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_{\delta} = \mu_{\delta} \sqrt{\frac{2P_{\delta}}{\rho_{np}}}, \text{ м/с.} \quad (2.35)$$

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 $P_{кр} \leq 12-13 \text{ МПа}$. Оскільки $P_{m\delta} = 21 \text{ МПа} > P_{кр}$, то приймаємо $P_{m\delta} = P_{кр} = 13 \text{ МПа}$.

$$V_{\delta} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1274}} = 128 \text{ м/с}.$$

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

$$V_{\delta} \geq 80 \text{ м/с}.$$

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

Сумарна площа насадок f_d гідромоніторного долота

$$f_d = \frac{0,013}{128} = 0,0001 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001}{3,14 \cdot 3}} = 0,007 \text{ м} = 7 \text{ мм.}$$

2.6 Ускладнення при бурінні

Найбільш поширеними ускладненнями при бурінні свердловин є: руйнування стінок свердловини; поглинання бурових промивальних і тампонажних розчинів; пластові флюїдопроявлення; прихвати колон бурільних і обсадних труб [11, 17].

Названі типи ускладнень можна підрозділити на наступні види.

Руйнування стінок свердловини (осипи і обвали незакріплених гірських порід у стінках свердловини, що призводять до надмірного забруднення стовбура; набрякання гірських порід, що призводить до звуження стовбура свердловини; зсуви, що призводять до часткового або повного перекриття стовбура свердловини; жолобоутворення в місцях різкого викривлення стовбура, що призводить до виникнення затягувань і посадок при спуску або підйомі колони труб; розчинення соленосних відкладень, що призводить до утворення каверн).

Поглинання бурового промивального і тампонажного розчинів (втрати бурового розчину в проникні пласти, що призводять до необхідності приготування додаткових об'ємів бурового розчину, а в багатьох випадках і проведення спеціальних глибинних гідродинамічних досліджень; недостатній гідростатичний тиск у свердловині, що породжує небезпеку зім'яття обсадної колони та викиду флюїду на поверхню; недоходження тампонажного розчину за обсадною колоною до визначених розрахунком відміток, що призводить у ряді випадків

до необхідності проведення виправних тампонажних робіт).

Флюїдопроявлення (газування бурового розчину, що призводить до необхідності його дегазації і додаткової обробки хімічними реагентами; розбавлення бурового розчину пластовими флюїдами, що призводить до необхідності його часткової заміни; міжпластові перетікання флюїдів, що вимагають додаткового відокремлення пластів через їх несумісність при проходці відкритим стовбуром; затрубні флюїдопроявлення, що призводять до небезпечного скупчення газу безпосередньо на гирлі свердловини; виникнення грифонів, що призводить до проникнення газу на денну поверхню і виникнення його вибухонебезпечної концентрації в околицях свердловини).

Прихоплення колони труб в необсадженому стовбурі свердловини (одностороннє притискання колони труб до проникного пласта за рахунок репресії між ним і свердловиною; заклинювання колони у виробленні типу жолоба; заклинювання долота сальником або в звуженні стовбура свердловини; прихоплення колони деформованими породами).

Основними заходами попередження і ліквідації осипів і обвалів є [12, 16]: буріння в зоні можливих осипів і обвалів з промиванням хімічно обробленим буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально можливо високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі швидкості буріння ускладнених інтервалів; спуск бурильної колони плавно, без різких гальмувань; недопущення значних коливань густини бурового розчину; обваження перед підйомом бурильної колони розчину, що доводить його густину до необхідної, якщо в процесі буріння сталося її зниження; недопущення тривалого перебування бурильної колони без руху.

Заходи з попередження поглинань [17] зводяться до забезпечення мінімального надлишкового тиску на поглинаючий пласт і запобігання різких коливань тиску в стовбурі свердловини. Крім того, в цілях своєчасного попередження поглинання бурового розчину необхідно визначити інтервали можливого поглинання. При підході вибою до інтервалів очікуваного поглинання виконують ряд профілактичних заходів: додавання наповнювачів в бурові розчини, регу-

лювання їх густини і структурних параметрів, додержання певних значень швидкості спуску інструменту з метою максимально можливого зниження тиску.

Профілактика прихоплень передбачає [15]: використання раціональних конструкцій свердловин; застосування бурових розчинів, властивості яких сприяють попередженню прихоплень колони і забезпеченню стійкого стану порід, що складають стінки свердловин; нормування перевищення гідростатичного тиску над пластовим; недопущення непланованого викривлення стовбура свердловини; попередження утворення жолобів і ліквідація вже утворених; застосування попереджуючих прихоплення компонентів низу бурильних колон; використання спеціальних пристосувань і пристроїв, що запобігають заклинювання колони труб у свердловині в процесі буріння та при виконанні спуско-підіймальних операцій.

Найменша вірогідність прихоплень у інструментів, що мають менший діаметр і довжину (центратор, наддолітний калібратор, пакери та ін.).

При виборі раціональної конструкції свердловини необхідно строго дотримуватися наступних основних вимог: не допускати спільне розкриття горизонтів з різними градієнтами пластових тисків; своєчасно перекривати небезпечну ділянку стовбура проміжною колоною або хвостовиком. Порушення цих вимог приводить до виникнення прихоплень під дією перепаду тиску, ліквідація яких на великій глибині не завжди можлива. Сприяють усуненню ускладнень, що призводять до прихоплень і багатоконпонентні бурові розчини, що зберігають стійкість порід, які складають стінки свердловин [21].

2.7 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 3000/225 ЭК-БМ [9, 14], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 3000 м в районах з помірним кліматом.

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 3000/225 ЭК-БМ

Допустиме навантаження на гаку, тс	175
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	200
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	2850
Довжина бурильної свічки, м	25
Тип приводу	дизель-електричний
Вишка УМ 31-1750Г-Р	
Тип	щогла з відкритою передньою гранню
Висота вишки, м	32
Основа	
Тип	самопідйомне

Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	7,2
Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-600 ЭТ-3-П	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	600
Вертлюг УВ-175 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	175 (1750)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	105
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	630
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-600	
Потужність насоса, кВт	600
Максимальна подача, л/с	50,9
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	90
Кількість східців очищення	4

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 - 615 кН.

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку [16]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.36)$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

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

P_{κ} - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1573}{2 \cdot 615} = 4,9$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку $T = 5$ шт. Тоді оснащення талевої системи - десятиструнне (5 х 6).

Розділ 3 Спеціальна частина роботи – проектування системи ефективних профілів свердловин

Вивчення джерел науково-технічної інформації показує наступне: на даному етапі розвитку нафтогазовидобувної галузі спостерігається стійка тенденція, без перебільшення, стрімкої зміни геологічних і техніко-технологічних умов буріння свердловин, що є результатом збільшення середньої глибини залягання продуктивних пластів, і, як наслідок, ускладнення термобаричних умов [22]. Враховуючи те, що буріння свердловин - це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, неприпустимо допускати втрачання такої споруди через невірні інженерні рішення на всіх етапах операцій з проектування і спорудження. Завданням спорудження свердловини є з'єднання продуктивного пласта з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним експлуатаційним каналом при мінімальних витратах. Серед прогресивних інженерних прийомів досягнення поставленого завдання, особливої уваги заслуговує направлене буріння - технічна система, що включає комплекси методів, технологій, апаратних і технічних засобів, покликаних вирішувати проблему спорудження свердловин в заданому напрямі - вивіреною траєкторією, а забій приводити в задану проектом точку з урахуванням можливих допустимих відхилень [9, 23].

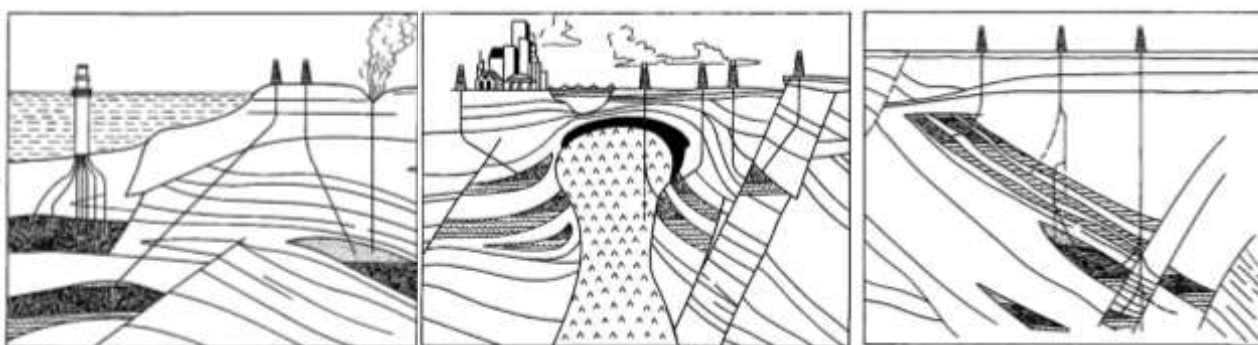


Рисунок 3.1. Приклади застосування технологій направлено буріння

Завдання, що вирішуються при застосуванні методів і прийомів направлено буріння, досить різноманітні, та основними є такі (рис. 3.1): визначення і уточнення елементів залягання гірських порід і продуктивних покладів; ефек-

тивне керування траєкторіями стовбурів свердловин при будь-якій їх просторовій орієнтації (вертикальні, горизонтальні, такі, що повстають), у тому числі для перетину покладів із заданим кутом зустрічі; реалізація багатостовбурного і кущового буріння; виведення свердловини в заданий проектом інтервал при її значному природному викривленні, шляхом коригування траєкторії свердловини відпилювачами; повторний перетин покладу при його пропуску або незадовільному виході керна; обхід місць складних аварій у свердловині додатковим стовбуром; зниження інтенсивності природного викривлення шляхом застосування технічних засобів і технологій стабілізації напрямку свердловини; буріння вертикально-горизонтальних свердловин у вугільні пласти з метою їх дегазації; буріння бічних похилих свердловин для ліквідації пожеж у свердловинах; буріння вертикально-горизонтальних, розгалужених складнопрофільних експлуатаційних свердловин з розташуванням горизонтальних і складнопрофільних ділянок стовбура в межах нафтогазоносних колекторів для підвищення нафтогазовіддачі і дебіту.

У практиці нафтогазової справи прийоми направлено буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використовується в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів [7, 22]. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від устя свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення (рис. 3.2) [9, 17].

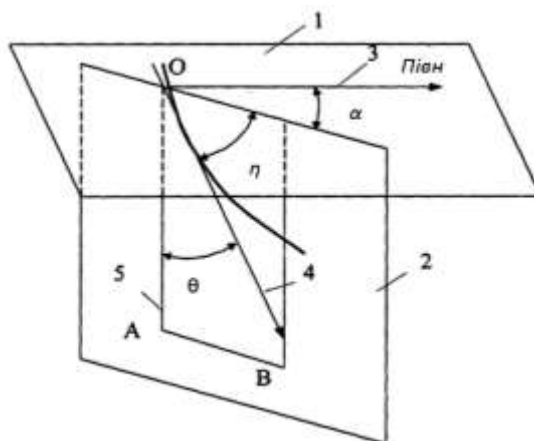


Рисунок 3.2. Просторове положення свердловини: 1 - горизонтальна площина; 2 - апсидальна площина; 3 - магнітний меридіан; 4 - дотична до точки стовбура; 5 - вертикаль через точку виміру кутів

Похила свердловина характеризується довжиною стовбура, зенітним кутом θ , азимутним кутом α . Кожна точка осі свердловини визначається її поточними координатами відносно устя, зенітним і азимутним кутами і кривизною [23]. Глибина свердловини по вертикалі - відстань OA від устя до горизонтальної площини, що проходить через забій свердловини, або деяку поточну точку стовбура. Зенітний кут θ - кут між дотичною до осі стовбура в даній точці і вертикаллю, що проходить через цю точку. Кут нахилу η - кут між віссю свердловини або дотичної до неї в даній точці і горизонтальною проекцією осі на площину, що проходить через цю точку. Азимутний кут α - кут між апсидальною і меридіональною площинами. Апсидальною називається вертикальна площина, що проходить через дотичну до осі стовбура свердловини. Азимутний кут обчислюється в горизонтальній площині від прийнятого початку відліку (на північ) до напрямку горизонтальної проекції осі стовбура свердловини за ходом годинникової стрілки. Залежно від прийнятого початку відліку азимутний кут може бути істинним (географічний меридіан), магнітним (магнітний меридіан) або умовним (реперним). Профіль свердловини - проекція осі свердловини на вертикальну площину, що проходить через її устя і забій [24].

Оцінка сумарного ефекту від зміни зенітного і азимутного кутів між двома точками стовбура свердловини, може бути здійснена на підставі обрахування куту просторового викривлення ψ (рис. 3.3).

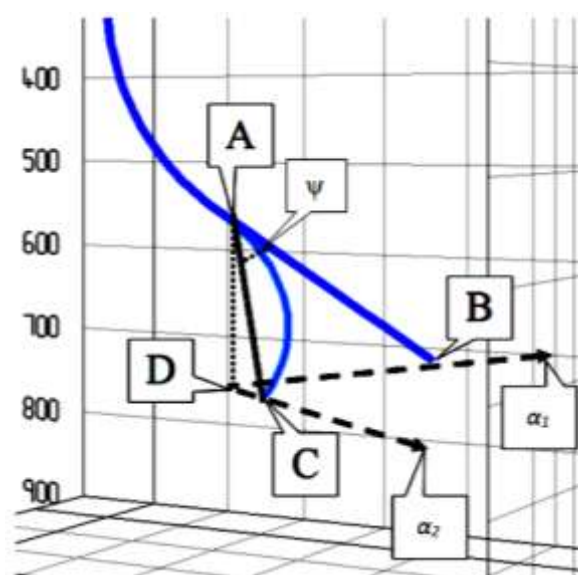


Рисунок 3.3. Визначення просторового куту викривлення свердловини

У точці А стовбур свердловини має зенітний кут θ і азимут α . При постійному азимуті забій свердловини має бути в точці В із зенітним кутом, що дорівнюватимете α_2 , але при викривленні в просторі забій фактично опиняється в точці С на тій же вертикальній глибині AD, проте із зенітним кутом α_2 і азимутом θ_2 . Кут ВАС, власне, і є просторовим кутом. Просторова інтенсивність викривлення Ψ – міра зміни просторового кута на ділянці між двома точками стовбура свердловини. Розрахунок просторової інтенсивності викривлення стовбурів (град./10 м) на інтервалі завдовжки 10 м, або іншої протяжності може здійснюватися за наступною формулою:

$$\Psi = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\theta^2 \cdot \sin^2\left(\frac{\alpha_1}{2} + \frac{\alpha_2}{2}\right)}. \quad (3.1)$$

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин [16, 23]: 1) вертикальні - свердловини із зенітним кутом, що не перевищує 3° ; 2) похило спрямовані - свердловини, траєкторія яких не має ділянок із зенітним кутом, що перевершує 60° ; 3) горизонтальні - свердловини із зенітним кутом 60° і більше.

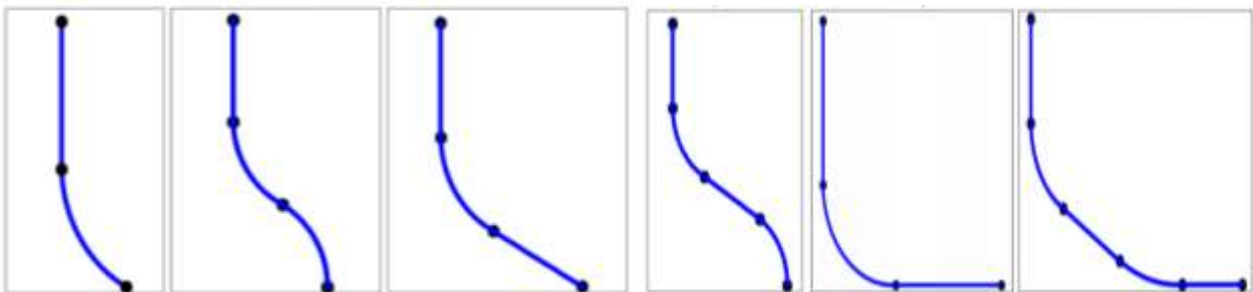


Рисунок 3.4. Варіанти можливих профілів свердловин

Профілі свердловин класифікують по кількості інтервалів стовбура [25]. За інтервал береться ділянка свердловини з незмінною інтенсивністю викривлення (рис. 3.4). При проектуванні профілю призначається особлива точка, в яку повинна привести траєкторія свердловини, що розраховується. При реалізації профілю свердловини потрапити в особливу точку практично неможливо, тому задається допустима область місцезнаходження фактичного забою свердловини - об'єкт буріння, як правило, об'єкти буріння задаються в плані колом, радіус якого приймається залежно від мінімальної відстані між сусідніми ряда-

ми або свердловинами по сітці розробки родовища і проектної або фактичної глибини по стовбуру до проектної точки. Радіус круга допуску - допустиме відхилення забою свердловини від проектного. Як правило, круг допуску задається на глибині покрівлі продуктивного пласта (рис. 3.5). Профіль свердловини проектується так, щоб при мінімальних матеріальних витратах на її проходку було забезпечено попадання свердловини в задану точку (область) продуктивного пласта.

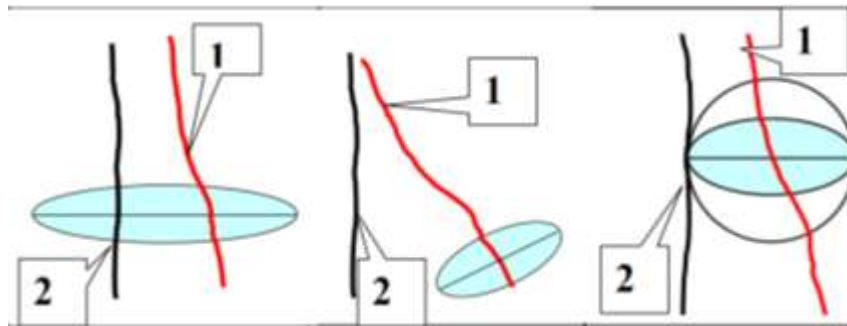


Рисунок 3.5. Визначення проектної точки потрапляння за розробленим профілем свердловини: 1 – поточний, 2 – сусідній стовбури відповідно

Проектна траєкторія похило спрямованих і горизонтальних свердловин повинна відповідати техніко-технологічним обмеженням [23]: не перевищувати значень максимально допустимих бічних відходів стовбура; мати обґрунтовану розрахункову інтенсивність викривлення стовбура на ділянках транспортування та установки експлуатаційного устаткування і розташованих нижче інтервалів; не допускати перевищення значень максимально можливого зенітного куту на ділянці стабілізації та ін. Перелічені вимоги забезпечують ефективне передавання навантаження на долото, гарантований спуск по стовбуру бурильного інструменту, приладів, обсадних колон, а також відповідність бурової установки по вантажопідйомності колон.

Завдання профілізації стовбурів свердловин (рис. 3.6) полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєкторії; попадання в заданий об'єкт буріння (круг допуску); мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

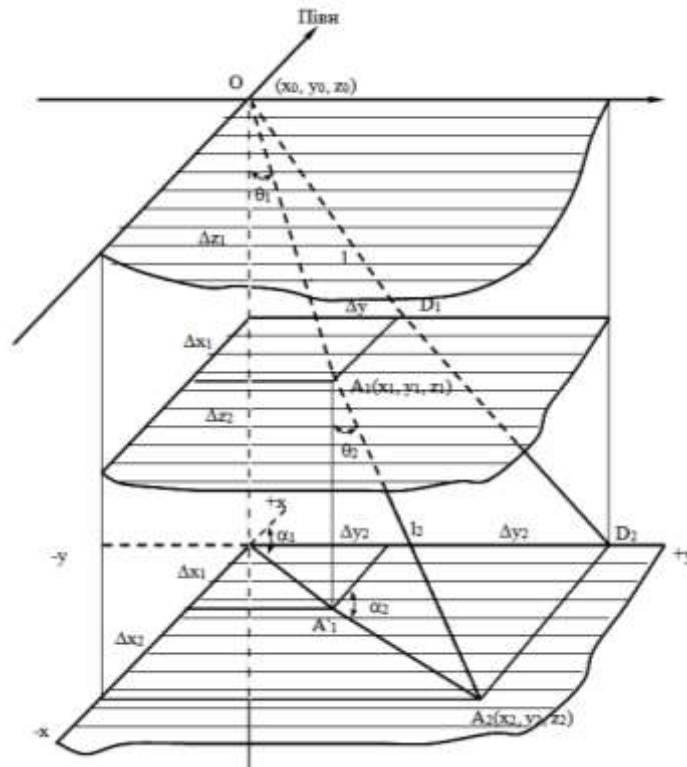


Рисунок 3.6. Визначення просторового положення траси свердловини

Ділянка осі свердловини OA_1A_2 (рис. 3.6) може бути подана горизонтальною проекцією OA_1A_2 і вертикальною OD_1D_2 .

При відомих координатах (X_0, Y_0, Z_0) положення точки A_1 осі свердловини в просторі відповідає координатам X_1, Y_1, Z_1 , що будуть визначатися збільшенням координат $\Delta X_1, \Delta Y_1, \Delta Z_1$, на інтервалі Δl (AO_1). Значення координат точки A_2 можна знайти з умови

$$X_{A_2} = X_{A_1} + \Delta X_2; Y_{A_2} = Y_{A_1} + \Delta Y_2; Z_{A_2} = Z_{A_1} + \Delta Z_2 \quad (3.2)$$

Наведена схема просторового положення траси свердловини дозволяє отримати формули визначення координат для загального випадку:

$$X_i = X_i + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \cos \alpha_{icp}; \quad (3.3)$$

$$Y_i = Y_i + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \sin \alpha_{icp}; \quad (3.4)$$

$$Z_i = Z_i - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{icp}, \quad (3.5)$$

де (X, Y, Z) – координати попередньої точки на осі свердловини, м; $\Delta(X, Y, Z)_i$ – координати на інтервалі Δl_i , м; $\Theta_{icp}, \alpha_{icp}$ – середні значення відповідно зенітного й азимутального кутів на інтервалі Δl_i , град:

$$\Theta(\alpha)_{icp} = \frac{\Theta(\alpha)_{i-1} + \Theta(\alpha)_i}{2}, \text{ град.} \quad (3.6)$$

При переході азимута свердловини через напрямок 0° (розрахунок проводиться за формулою:

$$\alpha_{icp} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360 + \alpha_i}{2}. \quad (3.7)$$

Довжину вертикальної ділянки [23, 26], яка має бути не менше 30 - 50 м, вибирають з урахуванням умов попередження перетину сусідніх стовбурів і виходять з таких передумов: із збільшенням довжини вертикальної ділянки збільшується зенітний кут, необхідний для досягнення заданого відхилення забою від вертикалі, а також довжина стовбура свердловини; із збільшенням довжини вертикальної ділянки знижується точність просторового положення стовбура; глибину початку набору кривизни стовбура і ділянку набору зенітного кута бажано розташовувати в інтервалі залягання стійких порід.

Максимально допустима інтенсивність викривлення стовбура визначається з умов безперешкодного спуску і експлуатації забійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини [25]. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних забійних компоновок (взаємодіючий комплект, що складається з ОБТ, стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом) (рис. 3.7) [17, 23].

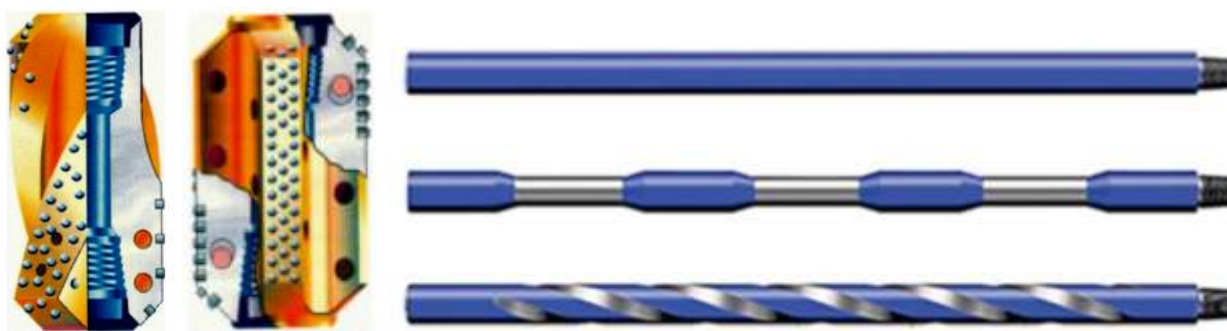


Рисунок 3.7. Спеціальний інструмент для направлено буріння (стабілізатори і ОБТ)

При направленому бурінні [9, 15], особливо роторному, в забійному комплекту використовують ефекти, які призводять до зміни або стабілізації кута

нахилу. Забійне компоновання для роторного буріння не може застосовуватися для управління горизонтальним напрямом стовбура або в точках початку зміни.

Стандартна бурильна труба гнучка і викривляється при стискуванні [14, 27]; з цієї причини верхню частину бурильної колони зазвичай в процесі буріння підтримують в розтягнутому стані; практика також доводить, що і ОБТ, в призабійній частині бурильної колони, достатньо гнучкі, щоб зігнутися там, де вони позбавлені бічної опори [17, 28].

Варіаціями забійного компоновання можна управляти величиною і напрямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення за бою так, як це технологічно необхідно. Буріння спрямованих свердловин великого діаметру зазвичай легше, ніж малого [29].

У свердловинах з відхиленням від вертикалі в 3 градуси і більше, ОБТ вище розвантаженої частини, спираються на нижню частину стінки свердловини, змушуючи долото притискатися до верхньої частини. При цьому, у міру поглиблення стовбура, збільшується кут його нахилу. Така тенденція називається опорним ефектом, за якого швидкість нарощування кута можна регулювати: вибором відповідного розміру ОБТ, використанням коротких ОБТ і перевідників між стабілізатором і долотом, розподілом інших стабілізаторів відповідно вище за забійну частину ОБТ, регулюванням навантаження на долото [9]. Гнучкіші компоновання вище точки опори прискорюють нарощування кута нахилу. Збільшення навантаження примушує забійне компоновання згинатися далі у напрямку початкового прогину.

У гнучких компонованнях, підтримуваних стабілізатором, установка однієї або двох обважених труб над долотом замість наддолотного стабілізатора призводить до того, що ОБТ під стабілізатором прагнуть зайняти вертикальне положення; останнє відоме як ефект схилу [23].

Забійні двигуни можуть використовуватися не лише для зміни кута і напрямку стовбура, але також для буріння прямих інтервалів (вертикальних або похилих) спрямованої свердловини [9, 16]. Найприйнятніше в інтервалі набору кривизни стовбура свердловини застосовувати укорочений забійний двигун. В

цілях збільшення зенітного кута при бурінні забійним двигуном використовують наступні КНБК (відповідно до умов буріння) (рис. 3.8, у логічному порядку): 1) долото, двигун, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і ОБТ; 2) долото, секційний турбобур, секції якого сполучені під кутом $0,5 - 1,5^\circ$; 3) долото, наддолотний калібратор, турбінний відхилювач з кутом перекоосу $1 - 2^\circ$, ОБТ; 4) долото, відхилювач, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і БТ (при зборці такого компонування увігнуті сторони перевідника і відхилювача мають бути обернені в один бік); 5) долото, турбобур, відхилювач і БТ (кут перекоосу осей різьби відхилювача, що сполучає останній з турбобуром, рекомендується приймати рівним $1,5 - 3^\circ$); 6) долото, турбобур з металевою накладкою на корпусі, перевідник з перекошеними осями сполучних різьб (встановлюваний в площини накладки), звичайні БТ або ОБТ; 7) долото, турбобур зі встановленою на ніпелі ексцентричною металевою або гумовою накладкою і звичайні БТ або ОБТ [12, 25].

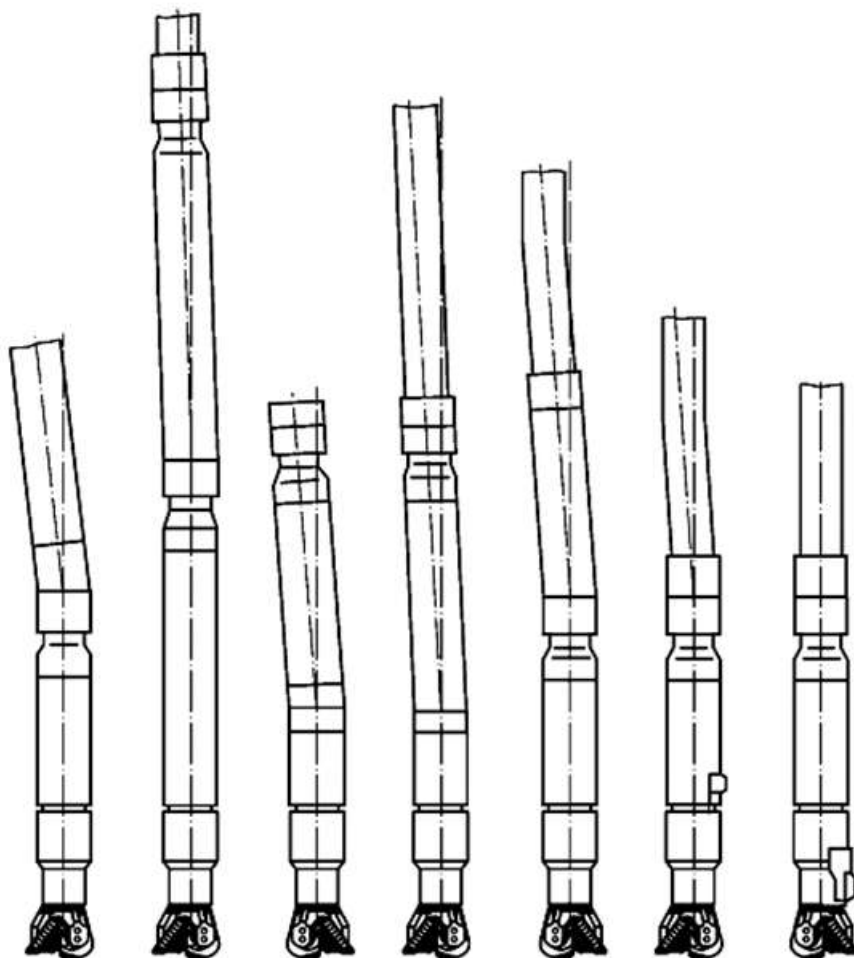


Рисунок 3.8. КНБК для направлено буріння

Зміна інтенсивності викривлення стовбура свердловини досягається за рахунок варіативності кута перекосу осей приєднувальних різьб спеціального перевідника і довжини прямого перевідника, що розміщується між долотом і відхилювачем [23]. Таким чином, розглянуті техніко-технологічні методи направлено буріння характеризує певна стаціонарність забійних показників, що не допускає, у звітній мірі, надійне оперативне регулювання процесу формування траси свердловини з поверхні [30].

Доволі перспективною технологією в області буріння спрямованих свердловин є застосування гнучких труб (КГТ). Найголовнішим стримуючим фактором на шляху якнайповнішого використання переваг КГТ при направлено буріння є відсутність відповідного породоруйнівного інструменту, який би задовольняв загальним вимогам до створення траси свердловини [40]. У відповідності до зазначеного, фахівцями кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка», за участю автора роботи, поставлено задачу удосконалення пристрою для направлено буріння, в якому конструктивні особливості виконання та функціонування робочих органів забезпечують необхідну просторову орієнтацію пристрою незалежно від значень осьового навантаження та твердості порід, і як наслідок цього підвищуються: якість реалізації заданого профілю свердловини, стабільність та точність процесу штучного викривлення, незалежно від розробленості стовбуру; створюються умови для реалізації відповідних значень осьового навантаження на пристрій; за рахунок цього досягається повне виконання геологічного завдання при бурінні свердловин, підвищується інтенсивність та ефективність ведення робіт, збільшується рейсова швидкість буріння.

Задача вирішується тим, що у відомому пристрої для направлено буріння [31], який включає породоруйнівний орган та з'єднувальний шарнірний механізм, міститься корпус в якому уздовж встановлено породоруйнівний орган, який складається з ланцюгів, що мають можливість виходу за межі контуру корпусу під час буріння та зубчастих дисків, які встановлено співосно, із відповідним збільшенням їх діаметру в напрямку до зовнішньої стінки корпусу, у

верхній частині якого за допомогою зубчастого з'єднання та змінної втулки встановлено шарнірний механізм.

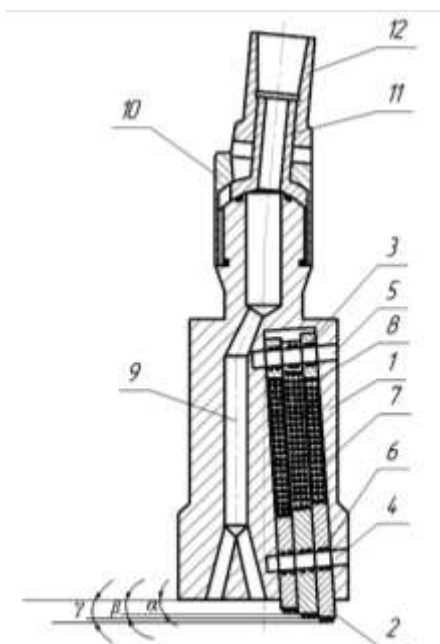


Рисунок 3.9 Загальна схема пристрою для направлено буріння

На рис 3.9 наведена загальна схема пристрою для направлено буріння, де 1 – корпус, 2 – зубчасті диски, 3 – зірочки, що змонтовані на осі 4 та допоміжній осі 5. Зубчасті диски 2 та зірочки 3 закріплено на осях 4 і 5 за допомогою дворядних підшипників кочіння 6. Ланцюги 7 оснащені зубцями 8 і кінематично пов'язані з зубчастими дисками 2 та зірочками 3. Зубчасті диски та зірочки можуть обертатися. Видалення зруйнованої породи з забою відбувається за рахунок подавання промивної рідини через циркуляційний канал 9. Відхилення корпусу пристрою відносно осі бурильних труб та стовбуру свердловини відбувається за рахунок наявності спеціального механізму, що складається зі втулки 10 шарніру 11 та перевідника 12.

Пристрій працює наступним чином: при постановці пристрою на забій та вторгненні його в гірську породу ланцюги 7, на зовнішній поверхні яких розміщені зубці 8 та зубчасті диски 2 руйнують породу. Ланцюги 7 та зубчасті диски 2, а внаслідок кінематичного зв'язку і зірочки 3, обертаються під впливом сил реакції забою свердловини. Різниця в діаметрах зубчастих дисків 2 забезпе-

чує необхідний перекис корпусу 1 пристрою та дозволяє спрямовувати стовбур свердловини у потрібне просторове положення. Кут відхилення свердловини складається з суми кутів, що досягається кожним з дисків 2, тобто $\alpha + \beta + \gamma$. Обертання на пристрій передається за рахунок наявності рухомого зубчастого з'єднання між шарніром 11 та корпусом 1. Задля виключення можливості провертання шарніра 11 усередині перевідника 12, його насаджено жорстко. Зміною втулки 10 досягається певне обмеження максимального значення кута перекосу пристрою.

Відмінність діаметрів зірочок позитивно впливає на забійні процеси руйнування гірської породи та створює умови для якнайефективнішого руйнування, а саме, сколювання. Цей механізм пов'язаний з виникненням значних знакозмінних напружень, обумовлених наявністю моментів пар сил між трьома рухливими ланцюгами. Крім того, інтенсивність викривлення стовбуру свердловини безпосередньо визначається можливістю оперативної заміни робочих органів пристрою – ланцюгів 7 і зубчастих дисків 2, та додаткового обмеження кута перекосу за рахунок втулки 10 у відповідності до необхідних геометричних співвідношень, навіть у польових умовах.

Розглянутий пристрій відрізняє можливість застосування не тільки у експлуатаційних свердловинах, які, як відомо, мають значний діаметр, а також і геологорозвідувальних невеликого діаметру, що у переважній більшості випадків і потребують викривлення. Також він має відносно просту просторової орієнтації, яка передбачає його лише орієнтований спуск, без застосування будь яких інших операцій. Це досягається конструктивним виконанням вузлу перекосу, а саме наявністю рухомого зубчастого з'єднання між шарніром та корпусом пристрою, що в свою чергу допускає перекис лише в вертикальній площині, положення якої визначається орієнтованим спуском. Незначна відмінність у діаметрах зубчастих дисків та рухомий гвинтоподібний контакт ланцюгів із стінками свердловини забезпечують плавний набір кривизни і жорстке центрування пристрою із відповідним калібруванням стінок свердловини без її розроблення. При симетричній заміні положення зубчастих дисків пристрій

можна також використовувати для виправлення викривленого стовбуру свердловини. Створенням потрібного осевого навантаження на породоруйнівний орган неможливо змінити його просторове положення. Саме такі особливості конструктивного виконання та поєднання забезпечують досягнення технічного результату.

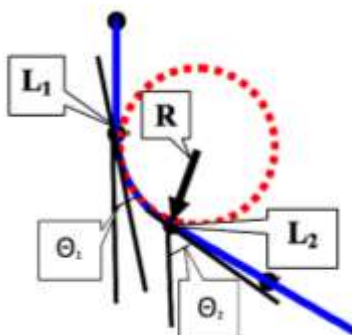


Рисунок 3.10 Параметри процесу формування траси свердловини у вертикальній площині

Розрахунок запропонованого пристрою дозволив отримати наступні дані щодо його технічних можливостей з формування профілю свердловини (рис. 3.10), які наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Розрахункова інтенсивність збільшення зенітного кута на 10 м та радіус викривлення осі свердловини, що можна отримати із застосуванням розробленого пристрою

Кут перекосу дисків, град			Зенітний кут, град				
			0 - 10	0 - 20	0 - 30	0 - 40	0 - 50
α	β	γ	$\Delta\theta_{10}/R$				
0	0,5	1,0	1,65/347	1,56/367	1,44/400	1,25/458	1,08/530
0,5	1,0	1,5	1,31/437	1,28/448	1,15/500	1,00/573	-/-
1,0	1,5	2,0	1,14/503	1,08/530	0,96/597	0,18/707	-/-
1,5	2,0	2,5	1,00/578	0,91/630	0,82/700	-/-	-/-
2,0	2,5	3,0	1,50/382	1,37/418	1,26/455	1,14/503	1,04/551
2,5	3,0	3,5	1,25/458	1,17/490	1,08/530	1,00/573	-/-
3,0	3,5	4,0	1,10/520	1,02/560	0,93/615	0,86/665	-/-

Оскільки Шебелинське масивно-пластове газоконденсатне родовище за геологічною структурою є асиметричною брахіантикліналлю [5] (довжина продуктивних пластів перевищує їх ширину) північно-західного простягання, то

для таких умов системою ефективних профілів будуть такі, що зображені на рис. 3.11.

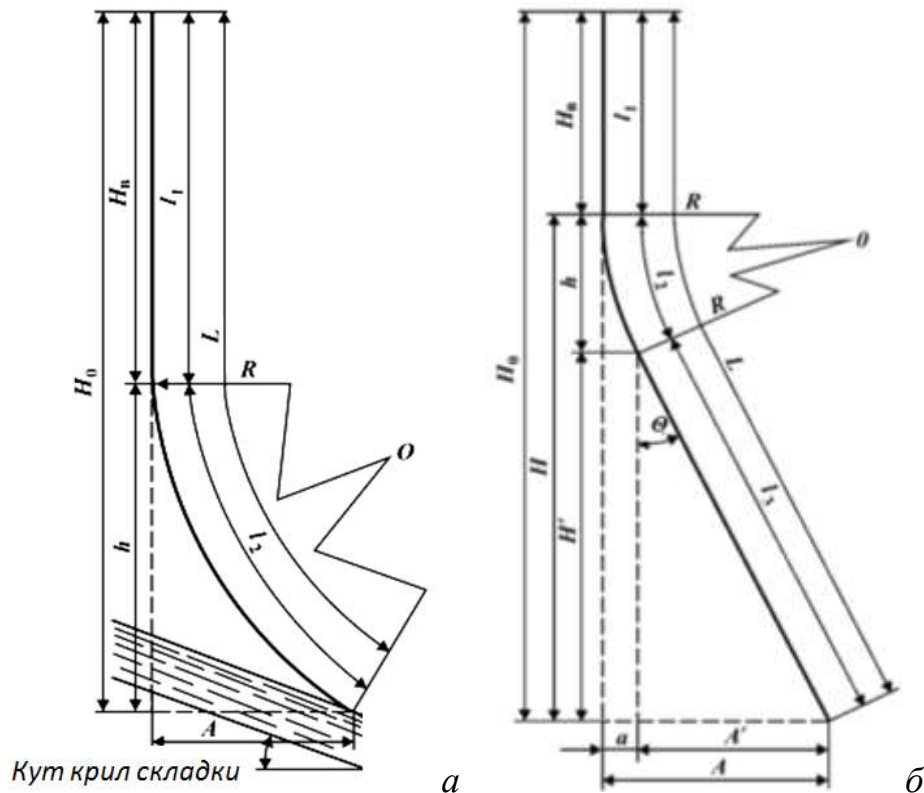


Рисунок 3.11 Профілі свердловин (а – двоінтервальний; б - трьохінтервальний)

Обраховувати значення зенітних кутів для визначених профілів можна за наступними формулами (табл. 3.2) [24, 32].

Таблиця 3.2
Методика обчислення зенітних кутів

Тип профілю	Формула	Примітка
а	$\cos \Theta = \frac{R \cdot (R - A) + H_0 \sqrt{H_0^2 + A^2} - 2 \cdot A \cdot R}{(R - A)^2 + H_0^2}$	$H_0 = H - h_1$, де H – глибина свердловини
б	$\operatorname{tg} \frac{\Theta}{2} = \frac{A}{H - h_1}$	Також можливе застосування такої методики $\Theta = \cos \left(1 - \frac{A}{R_0} \right)$

Вихідними даними для проектування профілю свердловини є її глибина за вертикаллю H і відхилення забою від вертикалі A . У разі застосування трьохінтервального профілю допускається здійснювати набір зенітного кута нижче за глибину спуска кондуктора [9, 33].

В табл. 3.3 наведена методика обрахунку кожної характерної точки проєктованих профілів свердловин.

Таблиця 3.3

Методика розрахунку довжин вертикальних і горизонтальних проєкцій всіх ділянок профілю

Тип профілю	№ інтервалу	Довжина ділянки, м	Горизонтальна проєкція, м	Вертикальна проєкція, м
а	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \Theta$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \Theta)$	$h_2 = R \cdot \sin \Theta$
	Разом	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$
б	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \Theta$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \Theta)$	$h_2 = R \cdot \sin \Theta$
	3	$l_3 = h_3 / \cos \Theta$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \Theta$	$h_3 = H - h_1 - h_2$
	Разом	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$

Наведені аналітичні залежності є основою методики проєктування системи ефективних профілів експлуатаційних свердловин для умов Шебелинського газоконденсатного родовища, а розроблений комбінований пристрій направлено буріння – технічним засобом їх реалізації.

Підводячи підсумок, зазначмо таке: проєктування профілів похило-спрямованих свердловин полягає у виборі типу профілю, визначенні інтенсивності викривлення на окремих ділянках стовбура, в розрахунку профілю, що включає визначення довжин, глибин по вертикалі і відходів по горизонталі для кожного інтервалу стовбура і свердловини в цілому.

Також, в ході виконання роботи, було розроблено прикладну програму для автоматизованого розрахунку профілю похило-спрямованих свердловин, відомості про яку наведено в додатку Б.

При розрахунку параметрів технології спорудження спрямованих свердловин, в обов'язковому порядку, необхідне врахування природних, технічних, технологічних і організаційних закономірностей утворення траси свердловин в гірському масиві [23, 25]; загальними тенденціями цих явищ є наступне: формування свердловини, в цілому, визначається взаємодією породоруйнівного інструменту і гірської породи.

Природні геологічні причини зміни проектних умов проведення траси свердловини, пов'язані з впливом на викривлення властивостей порід і умов їх залягання, серед них найголовнішими є: анізотропія властивостей (нерівномірність властивостей порід у взаємно перпендикулярних напрямках); коливання по твердості; кути падіння; міцність; тріщинуватість; загалом вони визначають нерівномірність руйнування забою в різних точках. У анізотропних шаруватих порід твердість, виміряна в напрямі паралельному площині нашарування, завжди більше твердості в напрямі, перпендикулярному шаруватості. Відношення меншої твердості до більшої називають мірою анізотропії, яка оцінюється за коефіцієнтом анізотропії; цей показник може коливатися в широких межах від 0,4 (дуже анізотропні породи) до 1 (ізотропні) [34]. Площина, співпадаюча з вектором максимальної міцності порід, називається головною площиною анізотропії. Найбільша швидкість руйнування досягається в напрямі перпендикулярному головній площині анізотропії (площини нашарування), а мінімальна - в паралельному цій площині напрямі.

При частому коливанні гірських порід за міцністю, інтенсивність викривлення зростає; при перетині пачки порід, що перешаровуються за міцністю, стовбур свердловини завжди викривляється у бік нормалі, проведеної до площини нашарування.

Викривлення з технічних причин може відбуватися при забурюванні свердловин (початкове викривлення) і в процесі їх наступного буріння. Причини технічного порядку викривлення в процесі буріння можна підрозділити на такі основні групи: перекіс КНБК, вигин БК; характер обертання. Обертання зігнутої колони бурильних труб має дуже складний характер [23]; вона одночасно з обертанням навколо власної осі, обертається також і навколо осі свердловини. Найменша вірогідність викривлення свердловини - при обертанні БК навколо осі свердловини, оскільки за кожен оборот положення площини вигину змінюється на 360 град. Найбільша ж інтенсивність викривлення спостерігається при обертанні БК навколо власної зігнутої осі. В цьому випадку площина вигину постійно орієнтована у напрямі найменшої енергоємності процесу руйнування

гірських порід. тобто викривлення відбувається в тому ж напрямі, що і під впливом більшості розглянутих вище причин.

До причин технологічного порядку можна віднести такі, що пов'язані з впливом способу буріння, конструкцією породоруйнівного інструменту, режимних параметрів [23, 29]. Із збільшенням швидкості буріння викривлення знижується, оскільки зменшується час дії несприятливих чинників. Підвищення осьового навантаження однозначно призводить до зростання викривлення; із збільшенням частоти обертання виникають відцентрові сили, які створюють передумови для викривлення свердловини, проте, одночасно, при високих частотах обертання створюються сприятливі обставини для обертання БК навколо осі свердловини, що знижує викривлення. В цілому зростання частоти обертання чинить комплексний вплив на інтенсивність викривлення.

Слід підкреслити також, що абсолютна величина інтенсивності азимутного викривлення залежить від зенітного кута свердловини [23, 35]. З його збільшенням інтенсивність азимутного викривлення знижується.

В процесі буріння потрібний постійний контроль за положенням осі свердловини в просторі. Тільки в цьому випадку можна побудувати геологічний розріз і визначити істинні глибини залягання продуктивних пластів, визначити положення забою свердловини і забезпечити попадання його в задану проектом точку. Для цього необхідно знати зенітні і азимутні кути свердловини і глибини їх вимірів. Такі виміри здійснюються за допомогою спеціальних приладів - інклінометрів [35]. За способом виміру і передачі інформації на поверхню інклінометри підрозділяються на забійні (вимір і передача інформації в процесі буріння), автономні (опускаються всередину колони бурильних труб і видають інформацію тільки після підйому), і інклінометри, що опускаються у свердловину на кабелі або тросі. Забійні інклінометри дозволяють постійно контролювати положення свердловини в просторі, що є їх безперечною перевагою.

Розділ 4. Охорона праці

Система управління охороною праці на підприємствах і в організаціях нафтогазового комплексу України передбачає цикл організаційних, технічних, економічних і правових заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці і є складовою частиною системи управління виробництвом.

Законодавство України про охорону праці являє собою систему взаємозв'язаних нормативно-правових актів, що регулюють відносини у галузі реалізації державної політики щодо правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Воно базується на конституційному праві всіх громадян України на належні, безпечні і здорові умови праці, та складається з Закону України "Про охорону праці", "Про підприємства України", Кодексу законів про працю України, Закону України "Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності" та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

Керівники всіх рівнів управління у відповідності з посадовими обов'язками вирішують виробничі завдання у комплексі з питаннями охорони праці і несуть повну відповідальність за інженерне, кадрове і матеріально-технічне забезпечення безпечних і здорових умов праці, а безпосередні виконавці робіт – за дотримання встановлених технологій, регламентів ведення робіт, чинних інструкцій, норм і правил охорони праці в межах посадових обов'язків.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці.

Роботи, спрямовані на вирішення завдань щодо забезпечення безпечних і здорових умов праці, виконуються у відповідності з перспективними і поточними планами, які розроблені в структурному підрозділі. Зміст, порядок роботи, погодження, затвердження планів і фінансування робіт з охорони праці визначаються чинним положенням. Кожен пункт плану повинен мати чітке формулювання, терміни і об'єми, які дозволили б проконтролювати фактичне виконання.

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [36].

Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду. Готовність до пуску оформлюється актом.

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри: а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі; б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі; в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі; г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

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 установленної форми.

У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Спуско-підйомні операції (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 устя 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, гакоблока, вертлюга, стропів, талевого канату 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 "двотрубку" або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверцята елеватора повернута вниз.

Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливлувати 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. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

Бурові розчини

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.

Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов.

Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину:

а) від 10 % до 15 % - для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше 1,5 МПа;

б) від 5 % до 10 % - для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше 2,5 МПа;

в) від 4 % до 7 % - для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа.

Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможлилювати гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

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.

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) від установленної проектом величини.

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

Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 - для роторного буріння; 1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

Компонування бурильної колони повинно проводитись згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники і опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді.

Дані про їх установлення у компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Екологічні заходи підприємств з видобутку та переробки вуглеводневої сировини повинні бути спрямовані на забезпечення ефективного функціонування і розвитку нафтогазової галузі, зменшення негативного впливу на довкілля та екологічних ризиків у процесі виробничої діяльності, гармонізацію економічних інтересів з екологічними та соціальними інтересами суспільства, впровадження екологічних міжнародних та європейських стандартів.

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 засувок 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; лі-

квідація, 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 [39], 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 технологічних 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 майдан-

чику 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) пилеуловлюючими 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 обов'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

При бурінні свердловини не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, які пов'язані з відкритим фонтануванням. На свердловині повинен бути "План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій" (ПЛАС) з чітко визначеними обов'язками кожного члена бурової бригади, вказівками щодо попередження відповідних служб, перелік необхідних технічних засобів і знешкоджуючих реагентів.

Оскільки освітлення бурових майданчиків здійснюється таким чином, щоб освітленість відповідала нормам для безпечної роботи бурової бригади без зайвого розсіювання, світлового забруднення довкілля не очікується.

Наявність джерел електромагнітних хвиль і іонізуючого випромінювання в процесі буріння свердловин не передбачається.

Відповідно до Закону України “Про охорону атмосферного повітря” нафтогазові підприємства повинні забезпечувати проведення контролю гранично допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел, у тому числі контроль ефективності роботи газоочисного устаткування, а також контроль вмісту забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони. Періодичність проведення таких досліджень (контролю) встановлюється безпосередньо дозволами на викиди забруднюючих речовин від стаціонарних джерел забруднення. Крім того необхідно своєчасно проводити періодичний контроль якості води на відповідність встановленим санітарним нормам, а також контроль стічних вод, які скидаються у водні об’єкти після очисних споруд, на відповідність встановленим нормативам гранично допустимих скидів (ГДС). У скидах зворотних вод після очисних споруд не допускається перевищення нормативів, встановлених у відповідних ГДС. Контроль повинен проводитися із залученням акредитованих лабораторій.

Розділ 6 Організація та економіка бурових робіт

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.

Серед основних функцій системи організації НГВР є оперативне забезпечення виробничих підрозділів буровим обладнанням, інструментом і матеріалами (централізоване, за прямими договорами і т.п.) [42]. Виходячи з необхідного парку бурового обладнання і фактичної наявності з урахуванням типів ви-

значається необхідна кількість бурових установок. Складається специфікація потрібного бурового і допоміжного інструменту, малоцінного інвентарю і визначається додаткова потреба на планований обсяг робіт (табл. 6.1). При цьому мається на увазі, що бурові установки вже працювали раніше і укомплектовані у відповідності до специфікації [43]. Якщо планується введення установок понад вже працюючих, то необхідно підрахувати потребу для їх укомплектування.

Таблиця 6.1

Специфікація і загальна потреба в буровому і допоміжному інструменті

Специфікація інструмента та інвентарю (найменування)	Од. вим.	Кількість на 100 м проходки	Норма на 100 верст. зм.	Потреба на обсяг робіт
1	2	3	4	5
Буровий інструмент				
Бурове долото 3Л - 393,7	шт.	0,5	5	2
Бурове долото ПІ295,3МС – ЦВ		0,5	4	2
Бурове долото ПІ295,3Т – ГВ		0,22	1,12	3
Бурове долото ПІ190,5Т – ЦВ		0,32	1,8	2
Допоміжний інструмент				
Талевий канат ЛК - РО (6 х 31) діаметром 32 мм	м	-	-	420

В специфікації необхідно вказувати тільки ті інструменти, які необхідні для буріння в даних умовах. Потрібно приводити позначку (марку) інструменту і його розмір.

Особливої уваги заслуговує належна організація проведення спуско-підіймальних операцій (СПО) із бурильною колоною, оскільки вони, в загальну баланс витрат часу на спорудження свердловин, є найбільш ємними [8, 12].

Тривалість і число циклів навантаження підйомного механізму бурової установки залежать від об'єму СПО, який визначається сумарною довжиною труб, що спускаються в свердловину і піднімаються з неї за усі рейси, що виконуються в процесі буріння до кінцевої глибини:

$$S_{\text{СПО}} = S_{\text{СП}} + S_{\text{П}}, \quad (6.1)$$

де $S_{\text{СПО}}$ – об'єм СПО, м; $S_{\text{СП}}$ і $S_{\text{П}}$ – довжина труб, що спускаються і піднімаються за усі рейси.

У кожному рейсі, пов'язаному із зміною долота, зі свердловини піднімають і спускають в неї однакову кількість труб, довжина яких дорівнює поточній глибині забою свердловини. Довжина труб, що спускаються або піднімаються за усі рейси

$$S = S_{\text{сп}} = S_{\text{п}} = L_1 + L_2 + \dots + L_z + \dots + L_k = \sum_{z=1}^{Z_k} L_z, \quad (6.2)$$

де L_1, L_2, \dots, L_z – поточні глибини забою свердловини по порядкових номерах рейсів; L_k – кінцева глибина свердловини; Z_k – номер кінцевого рейсу.

Поточна глибина свердловини залежить від проходки на долото:

$$H_z = L_z - L_{z-1} \quad (6.3)$$

де H_z – проходка на долото в z -му рейсі; L_{z-1}, L_z – глибина свердловини відповідно при $(z - 1)$ і z -м рейсах.

В результаті розрахунків отримано такі дані про регламент виконання СПО (табл. 6.2).

Таблиця 6.2
Розрахункові дані регламенту виконання СПО

Найменування операції циклу виконання СПО	Найменування інтервалу буріння	
	Під кондуктор	Під експлуатаційну колону
Початкова глибина інтервалу H_1 , м	800	2200
Кінцева глибина інтервалу H_2 , м	2200	2850
Довжина свічки бурильних труб L_c , м	25	25
Кількість свічок, що спускаються $N_{\text{сп}}$, шт	56	26
Кількість свічок, що піднімаються $N_{\text{п}}$, шт	55	25
Нормативний час на виконання СПО із однією свічкою, хв	2,5	2,5
Час спуску свічок, год	2,3	1,08
Час піднімання свічок, год	2,3	1,08
Загальний час виконання СПО, год	6,76	

Важливою обставиною організації бурових робіт є оптимізація транспортування вантажів та персоналу [44]. В багатьох нафтогазових організаціях перевезення вантажів (навіть до робітничих ділянок) здійснюється з використанням існуючих наземних транспортних комунікацій: широко розвинутої мережі залізничних шляхів, автодоріг і шосейних доріг. Однак для деяких підприємств

обов'язковим умовами початку робіт є організація або вдосконалення транспортних зв'язків між базами та виробничими дільницями. Експлуатаційно-технічні якості транспортних зв'язків повинні відповідати топографічним, кліматичним і дорожнім умовам, тривалості і інтенсивності експлуатації. Підхід до вибору транспортних зв'язків включає в себе такі етапи: розгляд наявних в даній місцевості мереж штучних (автомобільні і залізничні) і природних (водні артерії) транспортних комунікацій; врахування географічних умов спорудження і експлуатації транспортних зв'язків; визначення вантажопотоків.

На першому етапі аналізується план місцевості з нанесеною на ньому мережею штучних і природних транспортних комунікацій і місцеположенням майбутніх об'єктів ведення бурових робіт. Використання наявної мережі транспортних комунікацій має першорядне значення при виборі вигляду транспортного зв'язку, що дозволяє не виконувати або істотно скоротити витрати засобів, праці і часу на їх спорудження. В першу чергу повинна бути розглянута можливість використання на всій наміченій трасі (або на більш-менш значних її ділянках) наявних в даному районі ширококолієвих або вузькоколієвих доріг промислових підприємств, автомобільних доріг державного і місцевого значення, а також судноплавних, несудохідних рік і великих водосховищ.

Другий етап виконується тільки в тому випадку, якщо виникає необхідність спорудження транспортного зв'язку. В цьому випадку повинні бути детально вивчені рельєф місцевості, кліматичні особливості, ґрунтові умови. Вплив цих чинників повинен розглядатися з урахуванням безперервного (протягом року), сезонного або разового використання транспортного зв'язку.

Визначення вантажопотоків, що виконується на третьому етапі вибору транспортного зв'язку, включає в себе наступні показники: очікуваний обсяг вантажоперевезень, габарити і вага транспортованого обладнання і наявність самохідного технологічного обладнання. Перший з цих показників (обсяг вантажоперевезень) саме і визначає інтенсивність експлуатації транспортного зв'язку, крім того, від нього залежить вибір потужності транспортних засобів. На-

решті, від третього показника (наявність самохідного технологічного обладнання) залежить вибір кількості необхідних транспортних засобів.

З урахуванням викладеного встановлюють можливі маршрути вантажо-перевозок. При цьому найвигіднішим може виявитися, наприклад, не найкоротший з маршрутів, а маршрут, який забезпечує мінімальні витрати на будівництво, реконструкцію або відновлення транспортних комунікацій. Слід відзначити, що в деяких випадках вибір маршруту може визначати і час основних перевезень. Так, при маршруті, до якого входять водні магістралі, основне перевезення вантажів повинна проводитися в літній період: по маршрутам, що проходять по болотистій місцевості – взимку.

В тому випадку, якщо схема транспортного зв'язку буде містити ділянку без транспортної комунікації (наприклад, шлях від діючої транспортної магістралі до бурової, яка знаходиться на деякій відстані від дороги) доцільно використати транспорт високої прохідності, що не вимагає поліпшення траси.

Висновки

1. Подальша розробка Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

2. Розроблені в проекті спорудження свердловин техніко-технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання вуглеводневих та водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

3. При розробці проекту виконано: вибір способу буріння, породоруйнівного інструменту і бурильної колони та розрахунок гідравлічної програми.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, герметизація устя противикидним обладнанням, застосування раціональної компоновки бурильної колони.

5. Визначено методи та прийоми ведення бурових робіт в умовах осадових товщ, що є надійним запобіжником виникнення ускладнень та аварій.

6. Для запобігання інтенсивних газопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газonosні горизонти з аномальним пластовим тиском та герметизацію устя відповідним противикидним обладнанням.

7. В проекті розглянуті комплексні питання попередження можливих ускладнень та розробки системи ефективних профілів свердловин, що забезпечать підвищення досконалості розробки вуглеводневих пластів.

8. Виконано огляд і обґрунтування заходів з попередження 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. Кривуля С.В., Лизанець А.В, Мачужак М.І. Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища // Нафтогазова галузь України, 2016, № 3. – С. 7 – 12.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
4. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
5. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
6. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
7. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
8. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
11. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

12. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
13. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
14. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
15. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
16. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
17. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
18. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
19. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
20. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
21. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
22. 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.
23. Калинин А.Г. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Справочник. - М.: Недра, 1997. - 670 с.
24. Сулакшин С.С. Направленное бурение. - М.: Недра, 1987. - 272 с.

25. Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.
26. Овчинников В.П. Заканчивание скважин / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Ф.А. Агзамов, О.В. Нагарев. – Тюмень, 2010. – 450 с.
27. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общ. ред. А.Е. Сарояна. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1987. - 488 с.
28. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. - М.: Недра, 1978. - 208 с.
29. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. - М.: Недра, 1974. - 240 с.
30. Давиденко О.М., Игнатов А.О. Науменко М.О. Пристрій для направленного буріння // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент–техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины – Вып. 20. 2017. – С. 71 – 74.
31. Патент на винахід № 111351 Україна E21B 7/08 (2006.01). Пристрій для направленного буріння / А.О. Игнатов. – Опубл. 25.04.16, Бюл. № 8.
32. Bell S.S. Riserless drilling promising for deepwater developments // World Oil. 1977. Nov. p. 71 - 76, 83.
33. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. - 573 с.
34. Кацауров И.Н. Механика горных пород. – М.: Недра. 1981. – 166 с.
35. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.
36. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
37. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.

38. ДБН А.2.2-1-2003 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд (2003; із змінами).
39. ДБН В. 1.2-14-2009 “Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ” (2009).
40. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т. / За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т. 1. – 2004. – 640 с., Т. 2. – 2007. – 652 с., Т. 3. – 2013. – 644 с.
41. Лесюк О.І. Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс / О.І. Лесюк – Івано-Франківськ: Місто НВ. – 1999. – 507 с.
42. Таранов Ю.І. Основи організації і планування виробництва. Навчальний посібник для вищих навчальних закладів / Ю.І. Таранов, Г.О. Зелінська – Івано-Франківськ: Факел. – 2001. – 180 с.
43. Витвицький Я.С. Економіка нафтогазових підприємств: навч. посіб. 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.
44. Шестопапов К.К. Подъемно-транспортные, строительные и дорожные машины и оборудование. – М: «ЦентрЛитНефтеГаз». – 2010. – 320 с.

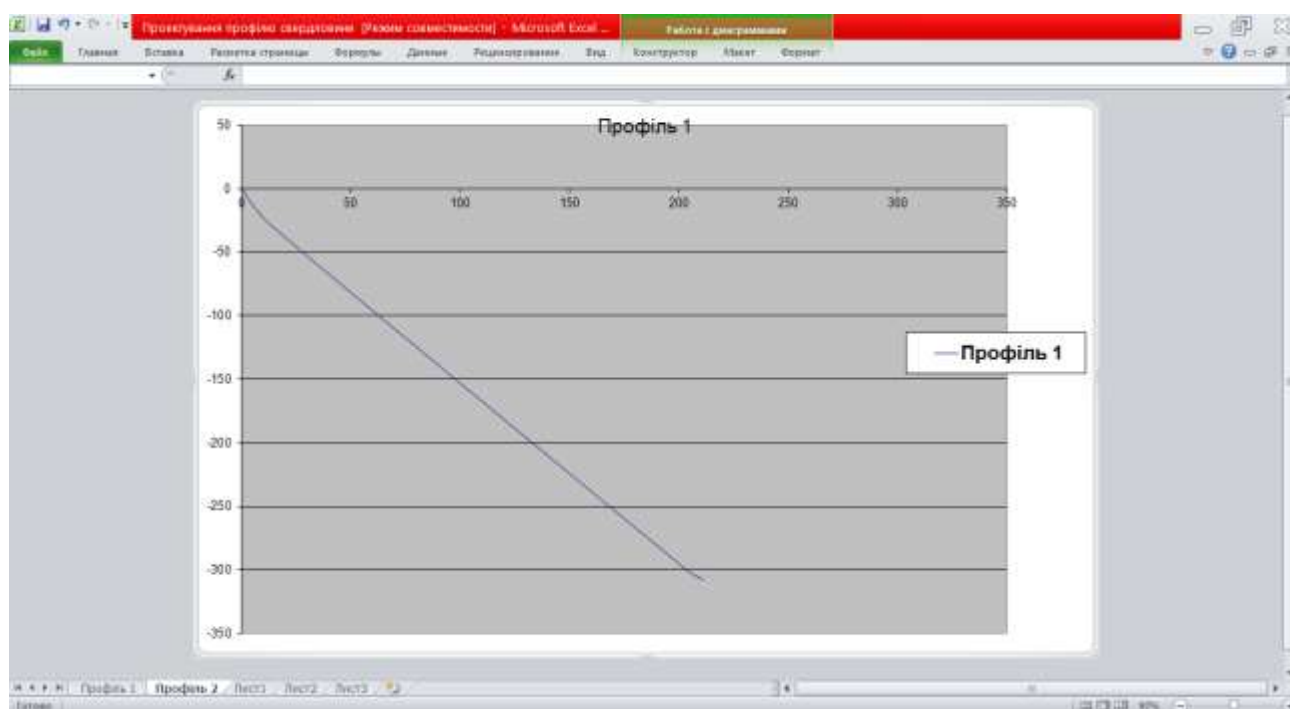
ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.20.03.ПЗ	Пояснювальна записка	96	
5					
6		НГІБ.КР.20.03.ДМ	Демонстраційний матеріали	20	
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

Прикладна програма розрахунку профілю свердловини в середовищі EXCEL

Розрахунок профілю-дані для проектування		Свердловина 1	Свердловина 2	Свердловина 3	Свердловина 4
Початковий зенітний кут, град.	θ_n	30,00	25,00	20,00	5,00
Вертикальна проекція 1 інтервалу, м	h_1	30,00	70,00	100,00	120,00
Вертикальна проекція 1 і 2 інтервалів, м	h_{1+2}	300,00	500,00	700,00	900,00
Інтенсивність зенітного викривлення, град	l_0	0,06	0,03	0,04	0,03
Потужність газового пласту, м	m	10,00	15,00	20,00	25,00
Кут крил складки, град	β	65,00	60,00	65,00	50,00
Результати розрахунків					
1 інтервал					
Глибина свердловини, м	l_1	34,64	77,24	106,42	120,46
Горизонтальна проекція, м	s_1	17,32	11,66	7,28	0,44
2 інтервал					
Кінцевий зенітний кут, град.	θ_k	51,51	40,37	49,54	29,71
Протяжність свердловини, м	l_2	358,54	512,45	738,59	823,56
Горизонтальна проекція, м	s_2	232,70	275,91	416,57	243,74
Радіус викривлення, м	R	954,93	1909,86	1432,39	1909,86
3 інтервал					
Протяжність свердловини, м	l_3	10,28	15,93	20,75	26,65
Горизонтальна проекція, м	s_3	8,05	10,32	15,79	13,21
Вертикальна проекція, м	h	6,40	12,13	13,48	23,15



ДОДАТОК В

ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка технології буріння для умов Шебелинського газоконденсатного родовища з проектуванням системами ефективних профілів свердловин» студента групи 184м-19з-1 ГРФ, Стрільця Вадима Івановича

1. Метою кваліфікаційної роботи магістра є оволодіння методами самостійного рішення прикладних і спеціальних інженерних задач, обробка й узагальнення результатів досліджень шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань та умінь.

2. Розробка Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

3. Тема кваліфікаційної роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра за спеціальністю 184 «Гірництво».

4. Тема та зміст кваліфікаційної роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 184 «Гірництво», зокрема в розділах визначення продуктивності і працездатності бурового гірничого обладнання в процесі експлуатації в різних гірничо-геологічних умовах та аналізу основних напрямків скорочення переривчастості технологічного процесу буріння.

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: розроблено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на прогресивних техніко-економічних показниках, також розроблено деякі елементи проектування ефективних профілів свердловин, зокрема прикладна автоматизована система їх розрахунку і графічної побудови.

6. Роботу виконано із застосуванням пакетів прикладних програм Excel, Mathcad, Компас 3D.

7. Відповідність оформлення кваліфікаційної роботи стандартам відповідна і задовільна.

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