

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 бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Нікітенка Віталія Станіславовича
(ПІБ)

академічної групи 185-19ск-1 ГРФ
(шифр)

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

спеціалізації _____

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

на тему Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційних нафтогазових свердловин на перспективних площах
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці та навколишнього середовища	Муха О.А.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Нікітенку Віталію Станіславовичу академічної групи 185-19ск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційних нафтогазових свердловин на перспективних площах

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р. № 203-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна, геофізична та тектонічна характеристика ділянки проведення бурових робіт (на прикладі ділянки Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища Чернігівської обл.). Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах тектоніко-екранованого нафтогазового родовища з урахуванням пластових умов порід-колекторів.</i>	06.06.22 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>	10.06.22 р.

Завдання видано _____ Коровяка Є.А.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання _____ Нікітенко В.С.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 67 с., 7 рис., 5 табл., 2 додатки, 18 джерел.

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

Сфера застосування – буріння типових нафтогазових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища Чернігівської обл.).

Мета роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини в умовах Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових та інших основних і допоміжних робіт.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; для запобігання інтенсивних нафтогазопроявлень і переходу їх у фонтанування, розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; проектом передбачено проведення герметизації гирла свердловини противикидним обладнанням. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання перспективних горизонтів.

Практичні результати – розроблено вдосконалену технологію спорудження свердловин, що базується на показниках підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових і допоміжних робіт при розробці покладів тектоніко-екранованого нафтогазового родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових операцій за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових 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.....	15
Розділ 2 Техніко-технологічна частина.....	21
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	21
2.2 Вибір способу буріння.....	26
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	31
2.4 Вибір бурильної колони.....	32
2.5 Вибір режимів буріння.....	37
2.6 Ускладнення при бурінні.....	49
2.7 Вибір бурового обладнання.....	51
Розділ 3 Охорона праці.....	55
Розділ 4 Охорона навколишнього середовища.....	59
ВИСНОВКИ.....	63
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	64
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	66
ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	67

ВСТУП

Беззаперечним є те, що нафтова і газова промисловість – це одна з основних потужних галузей народного господарства багатьох держав, не є виключенням і Україна.

Розвиток нафтової і газової промисловості припускає широке використання бурових робіт з метою пошуку, розвідки і розробки нафтових і газових родовищ. Буріння нафтових і газових свердловин, як гілка нафтогазової галузі, повинні 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.

Частка нафти і газу в паливно-енергетичному балансі країн безперервно зростає. Останнім часом все частіше до експлуатації залучаються родовища, які залягають на значній глибині. Це явище закономірне, оскільки розвідка та розробка корисних копалин взагалі і, зокрема, нафти, газу чи газового конденсату звичайно здійснюється від поверхні, а потім в глибину. Ця тенденція, очевидно, буде зберігатись і в майбутньому. Тому необхідно приділяти належну увагу методам аналізу властивостей гірських порід та пластових флюїдів в умовах високих тисків та температур.

Для ефективної розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ необхідно володіти не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

Нафтова промисловість спеціалізується на нафтовидобутку і нафтопереробці. Ці галузі виникли в Передкарпатті на початку другої половини XIX ст. в трьох місцях - у Бориславі, біля Надвірної (поблизу Івано-Франківська), і в районі Коломиї. Наприкінці XIX - на початку XX ст. Передкарпаття стало відомим у світі центром видобутку рідкого палива. Найбільше нафти у Передкарпатті

було видобуто в 1909 р. - 2 млн. тонн, що становило 5% світового видобутку. Пізніше нафтовидобуток тут різко скоротився. Новим центром видобутку нафти стало м. Долина на Івано-Франківщині. Пізніше нафтовидобуток був освоєний у районі Дніпровсько-Донецької западини. Тут розробляються Охтирське і Качанівське родовища - на Сумщині, Гнідинцівське, Прилуцьке та ін. - на Чернігівщині, Сагайдацьке, Радченківське – на Полтавщині.

Газова промисловість України зародилася в Передкарпатті у 20-ті роки ХХ ст. До 50-х років це був основний район видобутку природного горючого газу. Видобуток здійснювався у Дашаві, Більче-Волиці, Угерську, Опарах, Калущі та на інших родовищах, які нині вже майже вичерпані.

У 60-х роках минулого століття газова промисловість почала швидко розвиватися в Дніпровсько-Донецькій западині на базі Шебелинського, Єфремівського, Хрестищенського та інших родовищ. Тут зосереджується основний газовидобуток України.

Сланцевий газ – тип нетрадиційного газу, що видобувається із сланцевих порід з використанням технології гідравлічного розриву пласта та горизонтального буріння. Поклади горючих сланців звичайно являють собою пласти товщиною в кілька метрів. Однак, зустрічаються сланцеві поклади загальною товщиною до 600 м із частим перешаруванням пластів горючих сланців і різних осадових порід.

На території України знаходяться два основних родовища горючих сланців, з яких можливе видобування природного газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 1,47 трильйона метрів кубічних) та Дніпровсько-Донецький басейн – на сході (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 2,15 трильйонів метрів кубічних).

Метою даної роботи є розробка прогресивної технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах відкладів Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища, представлених потужними товщами осадових порід.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Район проектних робіт геологічно та територіально приурочений до Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазонової провінції.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область приурочена до однойменної тектонічної западини (рис. 1.1). Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) має північно-західне простягання завдовжки до 950 км за ширини 100-150 км і є авлакогеном блокової будови. Авлакоген обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території [1].



Рисунок 1.1. Родовища корисних копалин України

Прилуцьке тектонічно-екрановане нафтогазове родовище належить до Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району Східного нафтогазоно-

сного регіону України (рис. 1.2). Розташоване в Чернігівській області, на відстані 12 км від м. Прилуки. Знаходиться в південній прибортовій зоні західної частини Дніпровсько-Донецької западини. Складене гірськими породами верхнього девону, нижнього середнього та верхнього карбону, тріасу, юри, крейди та палеогену, виявлене в 1953 - 1954 рр.

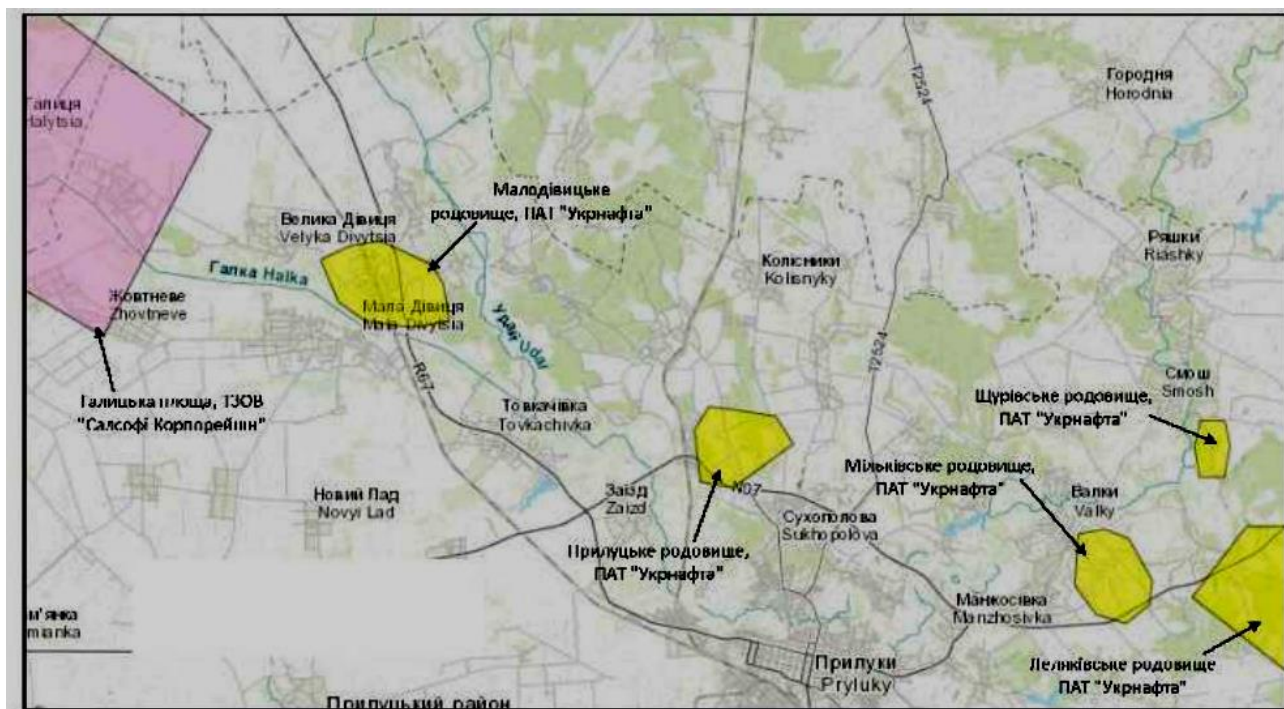


Рисунок 1.1. Оглядова карта району бурових робіт (Прилуцьке нафтогазове родовище)

Перша спроба пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу (Північно-Голубівське родовище, 1960) була невдалою і надовго загальмувала ці роботи. В подальшому досвід набувався переважно шляхом побіжного вивчення цих об'єктів. Тільки з середини вісімдесятих років минулого століття почалися їх цілеспрямовані підготовка і введення в глибоке буріння, зокрема на схилах від'ємних структур третього порядку. Відкриття Волошківського та інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт. З кінця 90-х років 20-го століття розпочато освоєння нової перспективної території - північного борту ДДЗ. Тут нафтогазоносними виявилися не лише відклади палеозою, але й утворення кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, з яких отримані промислові припливи вуглеводнів на Хухрянській та Юліївській площах. Розробка, вдосконалення і впровадження в практику нових те-

хнологій сейсмозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення й оцінки нафтогазоносності земель Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий проміжок часу 205 родовищ нафти і газу [2].

Структура Прилуцького родовища є брахіантиклінальною криптодіапіровою складкою субмеридіонального простягання, 4,5x3,5 м, амплітуда 300 м. Перший промисловий приплив нафти одержано в 1960 р. з верхньовізейських відкладів в інтервалі 1847 - 1864 м.

Поклади склепінчасті, пластові, тектонічно екрановані. Розробляється з 1961 р. Режим покладу пружноводонапірний. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1 - 5809 тис.т нафти; розчиненого газу 90 млн. м³. Густина дегазованої нафти 824 - 830 кг/м³.

В адміністративному відношенні площа бурових робіт належить до Прилуцького району Чернігівської області. Найбільш крупними населеними пунктами біля площі є районний центр місто Прилуки, міста Ічня, Ніжин села Мала і Велика Дівиця. Найближча залізнична станція Прилуки знаходиться в південно-східному напрямку.

Більшість населених пунктів зв'язаних між собою асфальтними дорогами. Через П'ятигорівську площу проходить асфальтна дорога Прилуки-Ніжин. В економічному відношенні район є переважно сільськогосподарським, розвинута місцева промисловість. У зв'язку з відкриттям нафтових родовищ в останні роки, інтенсивного розвитку набуває нафтовидобувна промисловість. Найближче до перспективної ділянки (3,6 км) знаходиться Прилуцьке нафтове родовище, Малодівицьке нафтове (8,1 км) та Мільківське (13,5 км) нафтогазоконденсатне родовища. Дані родовища на даний час перебувають у промисловій розробці.

В зоні розташування родовища відсутні відкриті водоймища та водостоки. Найближчим магістральним газопроводом є газопровід Шебелинка-Полтава-Київ (діаметром 700 мм), який проходить за 30 км на південь від Степового родовища [3].

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

1.2 Геологічна характеристика району робіт

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція, що дає більш 80 % видобутку нафти й газу України, розташована на території Дніпропетровської, Полтавської, Сумської, Харківської й Чернігівської областей. У геологічному відношенні це велика ущелина в земній корі глибиною 2,5 - 10 км і шириною 75 - 130 км, що простирається на відстань 800 км із північно-західного на південний схід, заповнена осадовими (глини, глинисті сланці, піски, піщаники, алеврити, алевроліти, мергелі, вапняки й ін.) і вулканічними (діабази, трахібазальти, трахіандезіти, туфи, феноліти й ін.) гірськими породами, а також кам'яною сіллю, гіпсом і ангідритом. Соляні куполи й складки часто містять промислові родовища нафти й газу, яких зараз виявлено близько 120.

Відомі такі дані [4]:

в осадових породах мезозою (137–240 млн років) існує 16 нафтогазоносних горизонтів в 9 родовищах нафти й газу;

у ранньопермських-пізньокам'яновугільних породах (265–310 млн років) – 46 продуктивних горизонтів в 27 родовищах;

у середньокам'яновугільних (310–335 млн років) – 163 продуктивних горизонтів в 36 родовищах;

у ранньокам'яновугільних (335–360 млн років) – 411 продуктивних горизонтів в 86 родовищах;

у девонських (360–410 млн років) – 2 продуктивних обр'ю в 2 родовищах.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 354–5800 м й що перебувають у надрах під тиском 4,0–68,4 МПа при температурі 22–125 °С, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 – 2 156 тис. м³/доб газу й 5–500 т/доб нафти. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2–31 % і проникністю $(0,1–2000) \cdot 10^{-15}$ м² (як-

що пористість становить 2 %, а проникність – тільки $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів 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 (2,9–1 380 г/м³).

Сумарні початкові запаси й накопичений видобуток газу в Дніпровсько-Донецькій провінції становили відповідно 1 659 115 і 831 709 млн м³. Найбільший (666 752 млн м³) внесок у видобуток газу зробили три родовища: Шебелинське (478 906 млн м³), Західно-Хрестищенське (143 459 млн м³) і Єфремовське (44 387 млн м³). Початкові запаси газу Шебелинського родовища становили 528 000, Західно-Хрестищенського – 332 900, Єфремовського – 109 970 млн м³. Ці родовища містили 970 870 млн м³ газу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції. Якщо врахувати Глинсько-Розбишевське, Мелиховське, Медведовське й Опошнянське родовища, то на частку семи родовищ доводиться 70,5 % початкових сумарних запасів газу східної частини України й близько 87 % усього накопиченого газовидобутку.

Процес нафтовидобутку безпосереднім чином пов'язаний з особливостями геологічної будови гірських порід, у яких залягають нафта й газ. Знаходження нафти й газу пов'язане з комплексом осадових порід земної кори. Головні складові порід 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 утримуються 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 хімогенні породи, які, як правило, представлені одним мінералом, утвореним осадженням його з розсолів. Хімогенними породами є вапняки, доломіти, кам'яна сіль і ін.

Нафта й газ в осадовій породі перебувають у порожнечах між зернами піщанику або в тріщинах порід, представлених вапняками.

Породам-колекторам властиві дві ознаки: пористість і проникність. Пористість характеризує обсяг порожнеч у породі, проникність – здатність породи пропускати крізь себе нафту, газ і воду під дією перепаду тиску. Не всі пористі породи проникні для нафти й газу, це залежить від розміру пор. Так, пори, що мають розмір 0,0002 м (субкапілярні пори), практично непроникні при досяжних перепадах тиску.

Для забезпечення нагромадження й збереження нафти й газу в пористому проникному пласті-колекторі необхідно, щоб він перекривався непроникними породами. Такими породами можуть бути глини або алевроліти.

Якщо порода-колектор містить нафту або газ, то її називають природним резервуаром. Природні резервуари бувають пластовими, масивними й літологічно обмеженими з усіх боків.

У геологічному розрізі ДДЗ виділяють складчасту основу і платформний покрив [5]. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень. У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні - у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур.

Кристалічний фундамент прогину складений гнейсами різного петрографічного складу, амфіболітами, кристалічними сланцями, гранітами, а також комплексом основних і ультраосновних порід архейського та протерозойського віку, стратиграфічні й структурні взаємовідношення яких здебільшого не виявлені.

На цей час у межах ДДЗ відкрито понад 202 родовища, зокрема 20 газових, 28 нафтових, 6 газонафтових та 99 газоконденсатних, у яких запаси газу становлять близько 74 %, нафти - майже 19 і конденсату - приблизно 7 %. Глибина залягання продуктивних комплексів змінюється від 400 до 6300 м. Регіональними покривками є глинисто-сульфатні і соленосні відклади франського ярусу, соленосні товщі верхнього фамену, глинисті породи башкирського і московського ярусів, глинисті та соленосні відклади пермі, глини верхнього тріасу і байосу-бату [6].

Колекторами слугують пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хемогенні відклади, а в деяких випадках і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Відкрита пористість колекторів - від 1-3 до 30 %, інколи більше. Проникність значною мірою залежить від тріщинуватості і змінюється від 0,0001 до 3 мкм².

Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2х3 до 15х40 км, їх амплітуди - від 50 до 1000 м.

На сучасному рівні вивченості перспективні території западини поділяють на 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виділити 32 зони нафтогазонагромадження (рис. 1.2).

Уздовж приосьової зони ДДЗ із північного заходу на південний схід виділено шість районів (Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Срібненський нафтогазоносний, Глинсько-Солохівський газонафтоносний, Машівсько-Шебелинський газонаосний, Співаківський газонаосний і Кальміус-Бахмутський перспективний), у північній прибортовій частині - два райони (Анастасіївсько-Рибальський нафтогазоносний і Рябухінсько-Північногубівський).

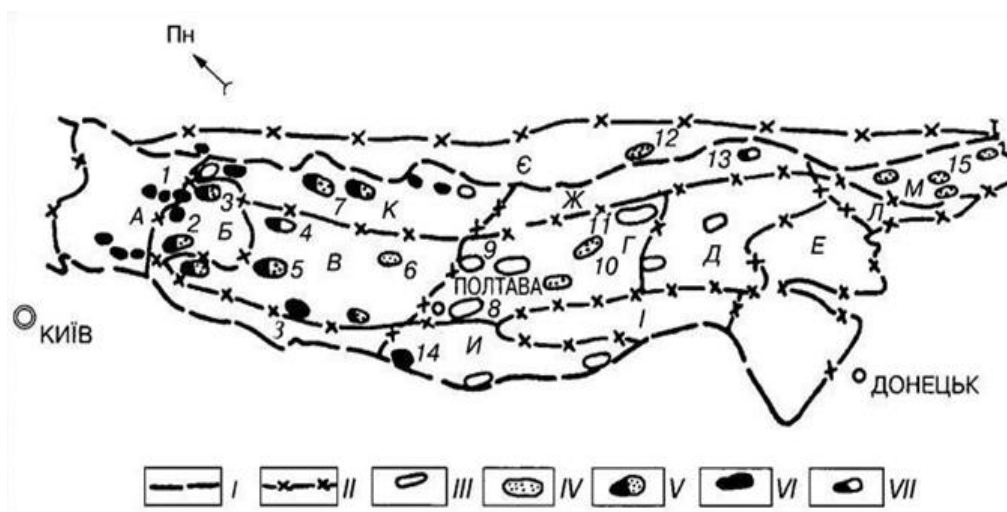


Рисунок 1.3. Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької западини: I - крайові розломи; II - межі нафтогазоносних районів: А - Монастирищенсько-Софіївський, Б - Срібненський, В - Глинсько-Солохівський, Г - Машівсько-Шебелінський, Д - Сіваківський, Е - Кальміус-Бахмутський, Є - Північного борту, Ж - Рябухінсько-Північногубівський, З - Антонівсько-Білоцерківський, И - Руденківсько-Пролетарський, К - Октябрсько-Лозовський, К - Анастасіївсько-Рибальський, Л - Лисичанський, М - Красноріцький; III - перспективні площі; IV - газові родовища; V - нафтогазові родовища; газонафтові родовища; VI - нафтові родовища; VII - газоконденсатні, нафтогазоконденсатні родовища; родовища (цифри на карті): 1 - Ярошівське, 2 - Лесяківське, 3 - Талалаївське, 4 - Глинсько-Розбишівське, 5 - Яблунівське, 6 - Солохівське, 8 - Машівське, 9 - Західнохрещищенське, 10 - Єфремівське, 11 - Шебелінське, 12 - Коробочкинське; 13 - Дружелюбівське, 14 - Зачепилівське; 15 - Ольхівське

Уздовж усього північного борту западини вузькою смугою простягається один нафтогазоносний район - Північного борту. У південній прибортовій зоні виділено три райони (Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний і Октябрсько-Лозовський перспективний), на північних окраїнах Донбасу - два (Красноріцький газонаосний і Лисичанський перспективний).

У північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська і частково Сумська області) родовища вуглеводнів, серед яких переважають нафтові, представлені пластовими склепінними покладами (Монастирищенське родовище); трапляються пластові склепінні, тектонічно екранові поклади (Прилуцьке родовище), а також масивно-пластові (Глинсько-Розбишівське родовище). У центральній частині ДДЗ (Полтавська і північ Харківської області), де поклади переважно газоконденсатні, поширені поклади вуглеводнів таких типів: пластові склепінні, тектонічно екрановані (Солохівське родовище); масивно-пластові (Шебелінське

родовище); масивно-пластові, екрановані соляними масивами і тектонічними порушеннями (Єфремівське і Західнохрестищенське родовища) [7].

У південно-східній частині ДДЗ (південний схід Харківської і північний схід Донецької областей), де переважають газові поклади, поширені тектонічно екрановані і масивно-пластові поклади (Співаківське і Червонопопівське родовища).

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.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

На площі передбачається пошукове та розвідувальне буріння. Кількість свердловин: 17. Номери свердловин: №№ 14-16, 18-29.

Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу у відкладах нижнього карбону та верхнього девону - горизонтах від С-17 до Д-3 включно у свердловинах № 14, 16, 18 у серпухівсько - верхньодевонських відкладах - горизонтах від В-26а до Д-3 включно у свердловинах Ж№ 28, 29, у візейсько-верхньодевонських відкладах - горизонтах від В-26а до Д-3 включно.

Профіль свердловин: вертикальний. Проектний вибій: верхньодевонські відклади. Проектна глибина: в середньому свердловин 28, 29 - 3750 м, свердловин № 14, 16, 18 - 4350 м, свердловин № 15-19-22 - 5150 м. свердловини № 23-27 - 5600 м.

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 Прилуцькому родовищі наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика родовища

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гiдророзриву	
0-280	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0140	Обвали
280-1000	Глина, галечник, аргіліт	II	III	0,0104	0,0160	Обвали
1000-1700	Алевроліт, аргіліт, вапняк	III	II	0,0114	0,0170	Поглинання
1700-3000	Аргіліт, кам'яна сіль, вапняк	V	IV	0,0122	0,0150	Осипи
3000-3700	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	VI	0,0106	0,0180	Поглинання
3700-4350	Аргіліт, пісковик, алевроліт	VIII	VII	0,0170	0,0200	Зона нафтогазопроявлення

На площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних свердловин № 1-4, 6-12, 17 на візейсько-верхньодевонські відклади глибиною 4600-5250 м (свердловина № 6-4111 м). Свердловини бурилися за триколонною конструкцією (свердловина № 10 - за двоколонною) при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140. Але через ускладнений стан їх стовбурів, викликаний меншою глибиною залягання тут покривлі зони аномально високого пластового тиску (АВПТ) і несумісністю умов її розкриття разом із верхньою зоною гiдростатичних пластових тисків, в наступних свердловинах конструкцію змінили на більш ефективну в даних умовах триколонну. З даних про глибини установлення башмаків обсадних колон видно, що в усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, першою проміжною колоною перекривали мезозойські і московські відклади, другою - відклади нижнього карбону з гiдростатичними і підвищеними пластовими тисками, експлуатаційною - проектні горизонти з АВПТ. У свердловинах №№ 11, 6 експлуатаційні колони не спускали через безперспективність або неможливість (у свердловині № 6) розкриття нижніх інтервалів розрізу.

Через несприятливі геологічні умови або неможливість повернення на нижні горизонти свердловини відповідно № 10, 9 та 12, 8 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 технічну колону - гуматно-акриловий розчин густиною: 1160-1220 кг/м³ до глибини 2500 м, 1240-1280 кг/м³ до глибини 4000 м, 1280-1450 кг/м³ до глибини близько 4100-4380 м, 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 незначні поглинання, в основному у верхньому водоносному розрізі включно з московськими відкладами; затяжки, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у водоносних горизонтах або 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 випробуванні 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.

За геотермобаричними умовами площа може характеризуватися проявами АВПТ з візейських відкладів і нижче. В проектному розрізі розвинуті природні водонапірні системи інфільтраційна - в кайнозойських і крейдових відкладах, перехідна до елізійної - у верхньоюрських відкладах та елізійна - під юрськими глинами.

Аналіз геологічної будови і умов проводки свердловин вказує на дуже складні гірничо-геологічні умови розрізу проектних свердловин і дозволяє виділити в ньому до трьох (у свердловинах 28, 29 - два) інтервалів, несумісних щодо умов буріння, котрі визначають конструкцію свердловин.

Сама верхня частина проектного розрізу складена переважно м'якими за буримістю кайнозойськими і крейдовими породами. Пласти пісків і пісковиків вміщують питну воду, яка з бучацько-канівського водоносного горизонту використовується в районі для централізованого водопостачання.

Окремі прошарки цих порід у зв'язку з дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву можуть інтенсивно поглинати буровий розчин малої густини з обвалами верхніх пластів. Через використання підземної води для водопостачання і з метою попередження поглинань кайнозойські і крейдові відклади ізолюють від нижньої частини розрізу кондуктором.

Нижчезалягаючі водоносні відклади першого інтервалу представлені породами юри, тріасу, московського, а у свердловинах 14, 16, 18 і башкирського ярусу середнього карбону. Мезозойський комплекс складений пісковиками, алевролітами, вапняками, котрі характеризуються високою проникністю.

За буримістю породи відносяться до групи м'яких з пластами порід середньої твердості і рідкими прошарками твердих.

Розріз є нестійкий через наявність прошарків неміцних порід, що відріз-

няються дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву.

Комплекс відкладів середнього карбону представлений чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів з окремими пластами вапняків.

За буримістю породи відносяться до груп середньої твердості (глинисті), твердих (піщані) і міцних (карбонатні).

Гірські породи тут характеризуються більш високими міцносними параметрами.

Пласти ослаблених високоналірних і тріщинуватих порід юри, тріасу, карбону і верхнього девону регіонально схильні до поглинань бурового розчину густиною більше 1250-1280 кг/м³.

При проходці цих відкладів можливі виникнення уступів на контакті м'яких і більш міцних порід, звуження стволу, каверноутворення тощо.

За буримістю породи відносяться в основному до груп твердих і міцних (карбонатні).

В нижніх інтервалах знаходиться перспективно продуктивна теригенно-карбонатна товща занурених нижньовізейських, турнейських і верхньодевонських відкладів у свердловинах №№ 15, 19-27 або тільки верхньодевонський комплекс у свердловинах №№ 14, 16, 18. За літологічним складом, буримістю, фізико-механічними властивостями породи відрізняються більш високими стадією ущільнення, напружено-деформованим станом.

При проходці продуктивних відкладів можливі газопрояви, в глинистих - осипання з утворенням каверн, в тріщинуватих аргілітах з низькими значеннями коефіцієнта Пуассона та пластах ослаблених порід - поглинання бурового розчину.

Відповідно до існуючої класифікації ресурсів та запасів родовищ площа за величиною ресурсів нафти і газу відноситься до дрібних родовищ, а за фазовим станом – до нафтових. Площа має складну геологічну будову, характеризується мінливістю товщ і колекторських властивостей продуктивних горизонтів, наявністю тектонічних порушень. В межах площі виділено три перспективні об'єкти з прогнозними ресурсами нафти.

В зв'язку з особливостями очікуваної геологічної будови та прогнозними властивостями пластових флюїдів, передбачається розробка родовища трьома окремими сітками свердловин.

Проектом на будівництво свердловин передбачено проведення підготовчих робіт, які включають планування ділянок, прокладання технологічних і побутових комунікацій, їх гідро і термоізоляцію, розміщення обладнання і агрегатів для буріння і випробування свердловин, збирання відходів виробництва та розташування інфраструктури житлово-побутового комплексу.

Родючий шар ґрунту знімається за допомогою бульдозера або скрепера і складається в кагати. Для запобігання ерозії та підтримки біологічної активності поверхня кагатів та відкоси засіваються багаторічними травами.

Для попередження проникання в ґрунт виробничих розчинів і забруднюючих речовин, а також для захисту прилеглої території, площадки під виробничим устаткуванням, викладаються залізобетонними плитами.

Для попередження забруднення ґрунту відходами буріння передбачені закриті металеві ємності або гідроізольовані амбари для їх збору. Господарсько-побутові стоки через побутову каналізацію і піщано-гравійний фільтр відводяться в закриту ємність і періодично вивозяться на очисні споруди.

Буріння передбачається здійснювати роторним та роторно-турбінним способами. Конструкції свердловини включає послідовне перекриття пробурених інтервалів до проектної глибини обсадними колонами. Кожна обсадна колона після спуску в свердловину цементується високоміцним тампонажним портландцементом до устя. З метою попередження викиду пластових флюїдів і забруднення поверхневих вод при бурінні під експлуатаційну колону на кондуктор встановлюються превентори. Для збору і підготовки продукції свердловин, запроектована подача вуглеводнів по індивідуальних шлейфах до установки попередньої підготовки нафти і газу.

Після закінчення буріння і випробування свердловин проводиться рекультивация земель. Рекультивация включає нейтралізацію хімічних реагентів, технічну і біологічну рекультивацию.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини визначається завданням замовника (видобувної організації) і геологічними умовами району робіт. Обґрунтування конструкції проводиться в два етапи. На першому етапі вибирається метод входження в пласт, число обсадних колон і глибини їх спуску. На другому - розміри колон, діаметри доліт, інтервали цементування [8].

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

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

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

- продуктивні горизонти, окрім запроєктованих 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 ствола 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 [8].

Напря́м - перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напря́м, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямками, коли верхня частина розрізу представлена лесовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Зазвичай напрям спускають в заздалегідь підготовлену шахту або свердловину і бетонують на всю довжину. Іноді напрям забивають в породу, як палю.

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 ствол 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 наступ-

ними обсадними колонами.

Секційний спуск обсадних колон і кріплення свердловин хвостовиками є, по-перше, практичним рішенням проблеми спуску важких обсадних колон і, по-друге, рішенням задачі по спрощенню конструкції свердловин, зменшенню діаметру обсадних труб, проміжків між колонами і стінками свердловини, скороченню витрати металу і тампонуєчих матеріалів, збільшенню швидкості буріння і зниженню вартості бурових робіт.

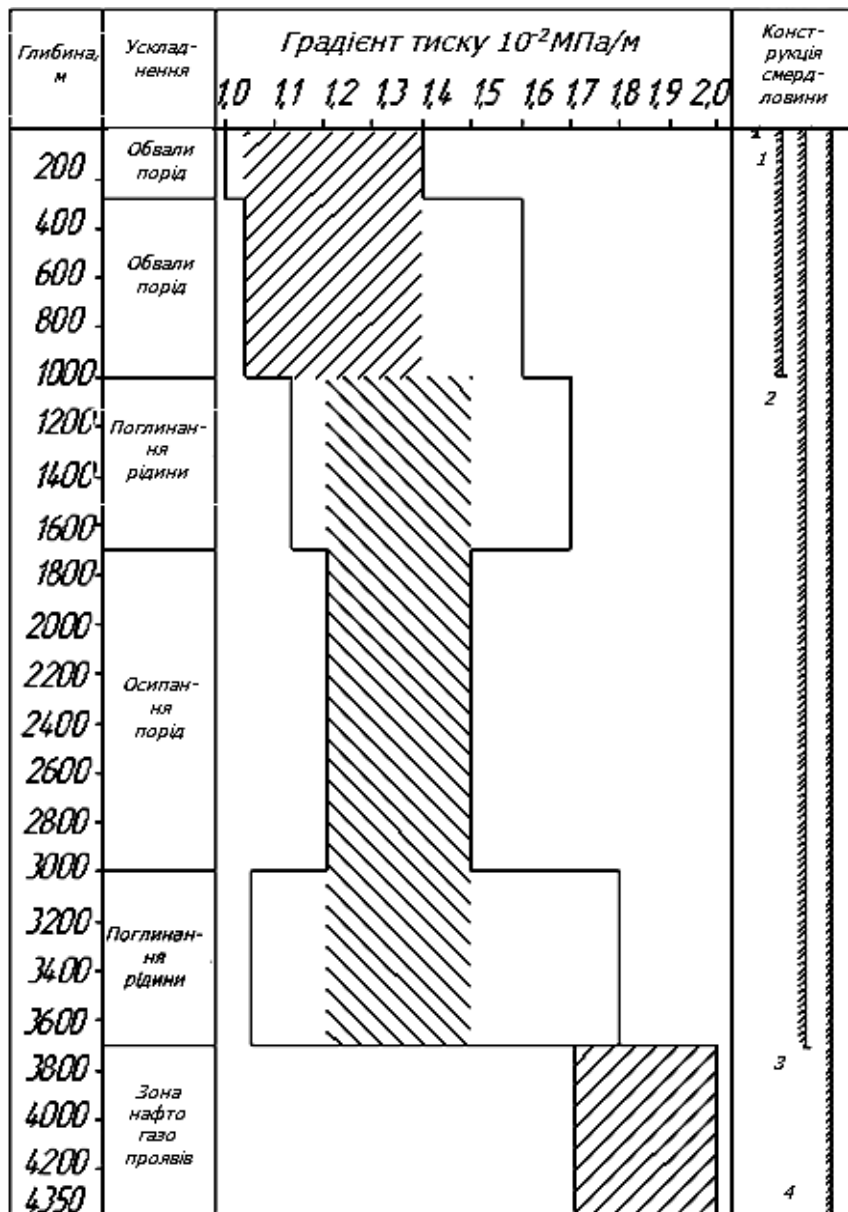


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Експлуатаційна колона - 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 колони 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 колону, а також висота підйому і якість тампонажного розчину за ними, забезпечення повноти витіснення бурового розчину [10].

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

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [9]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища і складає - 146 мм.

Таблиця 2.1

Характеристика конструкції свердловини

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	1	630	10	До гирла	-
Кондуктор	2	377	1000	До гирла	490
Проміжна	3	245	3700	До гирла	349,2
Експлуатаційна	4	146	4350	До гирла	215,9

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

- на інтервалі 0-10 м - напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0-1000 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;

- на інтервалі 0-3700 м - проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;

- на інтервалі 0-4350 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

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.

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^e = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\delta}^e + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{пр}} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{пр}} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{пр}} = D_m^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 35 = 340 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{пр}} = 349,2$ мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{пр}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 377$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{к}} = 402$ мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_m^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{к}} = 490$ мм.

б) діаметр напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 490 + 50 = 540 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо $D_{\text{зн}}^{\text{н}} = 630$ мм (електрозварні труби).

Обсадні труби, що застосовуються при бурінні нафтових і газових сверд-

ловин, виготовляються в основному зі сталі з двома нарізними кінцями і нагвинченою муфтою на одному кінці (іноді безмуфтові).

2.2 Вибір способу буріння

Нині глибокі нафтогазові свердловини бурять обертальним способом з передачею обертання долоту з гирла свердловини від ротора через колону бурильних труб або з передачею обертання долоту безпосередньо від валу (чи через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного забійного двигуна - турбобура, гвинтового бура або електробура [10].

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної провідки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками.

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

Роторний спосіб буріння

При роторному бурінні обертання долоту передається через колону бурильних труб (порожнистий вал) від ротора, що встановлений на гирло свердловини. При бурінні неглибоких, малого діаметру свердловин (структурно-пошукових, розвідувальних на тверді корисні копалини, вентиляційних стовбурів) частіше застосовують обертачі шпindelного типу.

Ротор використовується і для утримання на вазі колони бурильних і обсадних труб при їх спуску, підвісці, відгвинчуванні. Тому ротор потрібний і при бурінні забійними двигунами. У останньому випадку на застопорений стіл ротора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний кру-

тний момент від забійних двигунів.

Привід ротора здійснюється від лебідки через карданний вал або ланцюгову передачу або від індивідуального приводу, що дозволяє в широких межах регулювати частоту обертання (від 20 до 200 хв^{-1} і більш), а також знижувати навантаження на привід лебідки при підйомі колони з обертанням, зменшувати зношування лебідки і її приводу. При обертанні бурильної колони менше небезпека її прилипання, зависання, прихоплення.

Із зростанням глибини підвищується тиск усебічного стискування, більше проявляється пластичність гірських порід, що вимагає більшої тривалості контакту зубів долота із забоем. Усе це призводить до необхідності зниження частоти обертання з 200-100 хв^{-1} при бурінні на глибинах 500-2000 м до 60-20 хв^{-1} при бурінні на великих глибинах.

Роторне буріння з низькими частотами обертання (20-80 хв^{-1}) і великими крутними моментами (150-500 кНм) забезпечує можливість ефективного руйнування майже усіх типів гірських порід осадової товщі при використанні різних лопатевих і алмазних доліт. Ці переваги, а також створення низькооберткових доліт з герметизованими опорами, що дають велику проходку (сотні метрів), високоміцних обважених бурильних труб з новими типом різьблення, міцних і довговічних вертлюгів - визначають широке застосування роторного буріння.

Нині частота обертання долота при роторному способі буріння знизилася з 100-500 хв^{-1} до 60-120 хв^{-1} (за кордоном практикуються частота 25-40 хв^{-1}). Це пов'язано з тим, що із зменшенням частоти обертання знижуються витрати енергії на обертання колони і її знос, збільшується довговічність бурильних труб і долота, зменшуються вібрації і вірогідність злому труб. Зниження частоти обертання (n), проте, повинне супроводжуватися підвищенням передаваного на долото крутного моменту (M_d).

Роторне буріння можливе при усіх видах бурового розчину, проте вимоги до його змащуючої і протизносної здатності вищі. Аварійність при роторному способі вище - внаслідок більшого вигину і закручування бурильної колони, бі-

льшої динамічності і дії знакозмінної напруги.

Буріння електробуром

Електробур складається з трифазного асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором і шпинделя. Щоб попередити надмірне підвищення пускового струму і заклинювання нового долота, електробур включають, поки він ще не дійшов до забою (до звуження). При небезпеці зависання бурильна колона повільно обертається ротором (5-30 хв⁻¹).

Буровий розчин проходить через електробур до долота по центральному каналу у валах двигуна і шпинделя. Для попередження попадання розчину в електродвигун - він заповнюється ізоляційним маслом, а шпиндель мастильним маслом.

При бурінні електробуром можливе застосування будь-якого бурового розчину і повітря. Проте при промиванні аерованими розчинами часто трапляються пробої електрики. При продуванні повітрям електродвигун охолоджується гірше, тому рекомендується бурити зі зниженою приблизно на 15% напругою.

Буріння гвинтовими двигунами

Основні особливості режиму буріння гвинтовими двигунами пов'язані з їх робочими характеристиками, які різко відрізняються від характеристик турбобурів і електробурів. Відносно значний крутний момент, низька частота обертання і менша довжина роблять гвинтовий двигун більш прийнятним при бурінні високоабразивних порід різної твердості, при наборі зенітного кута похило-спрямованих свердловин. Перспективний такий двигун і для буріння пластичних порід, що залягають на великій глибині, внаслідок меншого перепаду тиску, а ніж в турбобурі.

Турбінне буріння

Цей метод буріння використовує гідравлічні забійні двигуни - турбобури, коли бурильна колона не обертається і на це не витрачається потужність бурової установки, а сприймає реактивний крутний момент від забійного двигуна і служить каналом для подачі гідравлічної енергії на забій, тому знижуються

аварійність і знос бурильних труб, проміжних обсадних колон. Обертання долота передається від валу турбіни, що приводиться в рух потоком бурового розчину, тобто при турбінному способі відбувається пряма передачі потужності на забій.

Турбобур розташовується безпосередньо над долотом і є машиною, що перетворює гідравлічну енергію потоку бурового розчину в механічну енергію, необхідну для обертання долота.

Особливості турбінного буріння полягають в наступному.

1. Покращуються (на відміну від роторного способу) умови роботи бурильної колони, що дозволяє полегшити і здешевити її, застосувати легкосплавні і тонкостінні сталеві бурильні труби.
2. Зростає механічна швидкість проходки внаслідок високої частоти обертання долота, що веде до значного зростання комерційної швидкості, особливо свердловин невеликої і середньої глибини.
3. Можуть використовуватися усі види бурових розчинів (за винятком лише продування повітрям).
4. Полегшується відхилення стовбура свердловини в необхідному напрямі.

Для турбінного буріння характерна взаємозалежність режимних параметрів і зміна одного параметра режиму викликає автоматичну зміну інших, тому не можна задавати одночасно усі параметри режиму буріння. Зазвичай прийнято вказувати тип турбобура, число секцій, тип долота, витрату бурового розчину і осьове навантаження.

Якщо збільшити витрату промивальної рідини, відповідно зростає швидкість обертання. При постійній витраті і осьовому навантаженні - швидкість обертання зростає при підвищенні твердості і крихкості розбурюваної породи і зменшується із зростанням пластичних властивостей.

Для вибору типу турбобура по інтервалах буріння, оцінки доцільності використання гідромоніторних доліт і розрахунку діаметрів встановлюваних в них насадок - зазвичай по інтервалах буріння будують діаграму насос-

турбобур-свердловина (НТС). При її побудові (рис. 2.2) в координатах тиск-витрата ($P - Q$) у вибраному масштабі наносять послідовно гідравлічні характеристики бурового насоса, свердловини і турбобура.

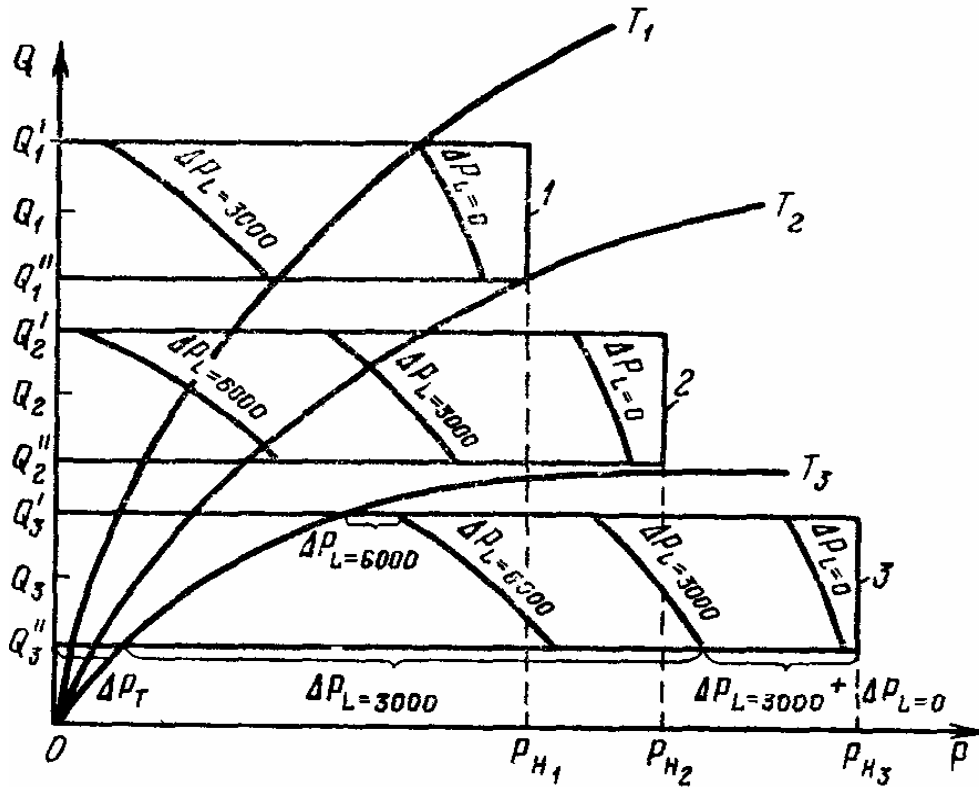


Рисунок 2.2. Діаграма насос-турбобур-свердловина (НТС): Q - витрата рідини; P - її тиск на забій (натиск); 1, 2 і 3 - гідравлічна характеристика бурових насосів при діаметрах циліндрових втулок відповідно d_1 , d_2 і d_3 ; ΔP - втрати натиску в трубах і кільцевому просторі, залежні від глибини свердловини; T_1 , T_2 і T_3 - гідравлічна характеристика різних турбобурів

Проте чим успішніше руйнується порода механічно, тим більше досконале має бути очищення забою. Наприклад, при бурінні м'яких порід (до 500 МПа) при потужності на валу турбобура 100 кВт, моменті $M=200$ кНм і гідравлічній потужності в насадках долота 100 кВт (швидкість витікання 80-100 м/с) досягнута швидкість буріння $v_m = 100$ м/год. В цих же умовах при підвищенні потужності на валу турбобура і зниженні швидкості витікання в насадках знизилася б істотно механічна швидкість буріння і значно зменшилися б стійкість опор і проходка на долото. Тому в окремих випадках може бути встановлений і мінімально необхідний перепад тиску в насадках долота (ΔP), тоді на діаграмі НТС безпосередньо, зліва від лінії $\Delta P=0$ - і відкладають цю величину.

Таким чином, користуючись діаграмою НТС, можна визначити, на яких глибинах, якими турбобурами, с яким числом секцій і якого діаметру долотами можна бурити, передаючи на забій максимальну потужність.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами [11]:

- 1) за механічними і абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

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

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробітку доліт) по бурінню не менше 5-6 свердловин на цій площі. Обробивши цю інформацію, порівнюють рейсову швидкість (максимум) і собівартість одного метра (мінімум) і вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерела [12]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Коротка характеристика прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
0-1000	I - II	I - III	Д490С-ЦВ	316	500
1000-1700	III	II	III 349,2 М - ГВ	114	470
1700-3700	V, VII	IV, VI	III 349,2 Т - ЦВ	99	470
3700-4350	VIII	VII	III 215,9 К - ГНУ	41	280

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями) [13]. У середині шарошок розташовані підшип-

ники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. Озброєння – сталеві зубці, твердосплавні вставки або їх комбінація.

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.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів шарошкові долота поділяються на: з центральним промиванням (Ц); з боковим гідромоніторним промиванням (Г); з центральним продуванням (П); з боковим продуванням (ПГ).

Найбільше розповсюдження одержали такі типи опор: В – усі підшипники кочення (долото для високообертового буріння); Н – один підшипник ковзання, а решта кочення (долото для низькообертового буріння); А – два і більше підшипників ковзання, один – кочення. Долота з ущільнюючими кільцями і резервуаром для мастила у своєму шифрі мають літеру "У".

2.4 Вибір бурильної колони

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [8]. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби одна-

кові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

Схема бурильної колони наведена на рис. 2.3.

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 [14].

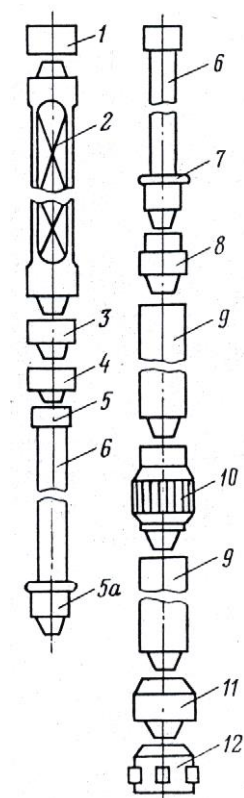


Рисунок 2.3. Схема бурильної колони

- 1 – верхній перевідник ведучої труби
- 2 – ведуча труба
- 3 – нижній перевідник ведучої труби
- 4 – запобіжний перевідник
- 5 – муфта замка
- 5a – ніпель замка
- 6 – бурильна труба
- 7 – протектор
- 8 – перевідник на ОБТ
- 9 – ОБТ
- 10 – центратор
- 11 – наддолотний амортизатор
- 12 – калібратор

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягнення за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T(G_{OBT} + G + G_{HK}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_M}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_M}\right)}, \quad (2.7)$$

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

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

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T=1,15$);

G_{OBT} – вага ОБТ, Н;

G – вага забійного двигуна, Н;

G_{HK} – 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, 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

$$Q_{p1} = \frac{1226}{1,04 \cdot 1,4} = 842 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 330) \left(1 - \frac{1,24}{7,85}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,24}{7,85}\right)} = 1498 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 1475 \text{ м}$.

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:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k q_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_M}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{k q_3 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_M}\right)}, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 314 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 300 \text{ м}$.

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

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 288 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 275 \text{ м}$.

Четверта секція: сталь групи міцності Д, товщина стінки – 11 мм

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{ кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 271 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 250 \text{ м}$.

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

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 314 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 300 \text{ м}$.

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

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{ кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 381 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 375 \text{ м}$.

Сьома секція: сталь групи міцності К, товщина стінки – 11 мм

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{ кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 267 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 250 \text{ м}$.

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

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{ кН}; l_7 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 97 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 75 \text{ м}$.

Дев'ята секція: сталь групи міцності Е, товщина стінки – 11 мм

$$Q_{p9} = \frac{2403}{1,04 \cdot 1,4} = 1650 \text{ кН}; l_9 = \frac{1650 - 1516}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 355 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 350 \text{ м}$.

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

$$Q_{p10} = \frac{2600}{1,04 \cdot 1,4} = 1786 \text{ кН}; l_{10} = \frac{1786 - 1650}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 387 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

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

$$l_{10} = 4350 - (225 + 300 + 1475 + 300 + 275 + 250 + 300 + 375 + 250 + 75 + 350) = 175 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{10} = 175 \text{ м}$.

Таблиця 2.3
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
			от	до			
10	10	Л	0	175	175	0,368	128,8
9	11	Е	175	525	350	0,395	138,25
8	10	Е	525	600	75	0,368	27,6
7	11	К	600	850	250	0,395	98,75
6	10	К	850	1225	375	0,368	138
5	9	К	1225	1525	300	0,337	101,1
4	11	Д	1525	1775	250	0,395	98,75
3	10	Д	1775	2050	275	0,368	101,2
2	9	Д	2050	2350	300	0,337	101,1
1	8	Д	2350	3825	1475	0,308	454,3
НК	11	Д	3825	4125	300	0,395	118,5
ОБТ	44	Д	4125	4350	225	1,454	327,15
РАЗОМ							≈ 1864

Бурильна колона призначена для передачі обертання долоту (при ротор-

ному бурінні) і сприйняття реактивного моменту двигуна при бурінні з вибійними двигунами, створення навантаження на долото, подачі бурового розчину на вибій свердловини для очищення останнього від породи та охолодження долота, підйому зі свердловини зношеного долота і спуску нового і т. ін.

2.5 Вибір режимів буріння

Ефективність руйнування гірських порід при проводці свердловини залежить від комплексу чинників: осьового навантаження на долото (G), частоти обертання долота (ω), витрати Q і параметрів бурового розчину (ρ , T), типу долота, геологічних умов, механічних властивостей гірських порід [15]. Виділяють керовані параметри режиму буріння (G , ω , Q , ρ , T), які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на забої, і чинники, які неможливо оперативно змінювати. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, і називається режимом буріння. При бурінні гідромоніторинними долотами на показники роботи великий вплив чинить енергія струменів з насадок долота, яка є функцією швидкості витікання і діаметру струменя.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників (за даних умов буріння), називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання, наприклад - проводка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини, максимального виходу керна, якісного розтину продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними.

Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра залежить від рівня іншого.

Поєднання параметрів яке забезпечує досягнення найкращих показників роботи цього долота, за допомогою цієї бурової установки називають оптимальним режимом буріння. Режим буріння називають швидкісним, якщо на цьому етапі досягнуті найвищі показники роботи доліт і використані потужніша боро-

ва установка і досконаліші технічні засоби в порівнянні з тими, які застосовуються для масового буріння свердловин на цій площі.

Якщо поєднання параметрів вибирають не для отримання високих показників роботи долота, а з метою запобігання викривленню свердловини, примусового викривлення її із заданою інтенсивністю в потрібному напрямі, поліпшення ефективності відбору керна і т.і. - то режим буріння називають спеціальним.

Необхідне осьове навантаження на долото C_d .

$$C_d = k_{\text{п}} p_{\text{ш}} F_{\text{к}} \quad (2.9)$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

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

$F_{\text{к}}$ – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта $k_{\text{п}}$ 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 $F_{\text{к}}$ 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].

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad C_{\text{д}} = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 26600 \text{ Н} \approx 27 \text{ кН} < [C_d]=500 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 М – ГВ}} \quad C_{\text{д}} = 0,7 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 330 \cdot 10^{-6} = 92400 \text{ Н} \approx 95 \text{ кН} < [C_d]=470 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т – ЦВ}} \quad C_{\text{д}} = 0,7 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 315000 \text{ Н} \approx 315 \text{ кН} < [C_d]=470 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К – ГНУ}} \quad C_{\text{д}} = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} \approx 215000 \text{ Н} \approx 215 \text{ кН} < [C_d]=250 \text{ кН.}$$

2. Частота обертання долота.

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

$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} \quad n_{\text{д}}=300 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 М – ГВ}} \quad n_{\text{д}}=300 \text{ об/хв.}$$

Ш 349,2 Т – ЦВ $n_d=300$ об/хв.

Ш 215,9 К – ГНУ $n_d=80$ об/хв.

3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.10)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с;

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

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

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

$$\text{Д490С-ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,490^2 \cdot 0,4 = 0,075 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 М – ГВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 Т – ЦВ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 215,9 К – ГНУ } Q_1 = 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,4 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.11)$$

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

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

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

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

$$\text{Д490С-ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,490^2 - 0,140^2) \cdot 0,5 = 0,087 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 М – ГВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 1 = 0,080 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 349,2 Т – ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,056 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш 215,9 К – ГНУ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с};$$

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 2.4

Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об/хв	Q , дм ³ /с
Д490С-ЦВ	0-1000	2700	300	87
Ш 349,2 М – ГВ	1000-1700	9500	300	80
Ш 349,2 Т – ЦВ	1700-3700	31500	300	56
Ш 215,9 К – ГНУ	3700-4350	21500	80	15

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:

$$\rho_{пр} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}, \quad (2.12)$$

де $P_{пл}$ – 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].

- інтервал буріння 0-1000 м: $\rho_{пр} = \frac{1,1 \cdot (10400 \cdot 1000)}{9,81 \cdot 1000} \approx 1170 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 1000-3700 м: $\rho_{пр} = \frac{1,05 \cdot (12200 \cdot 3700)}{9,81 \cdot 3700} \approx 1290 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 3700-4350 м: $\rho_{пр} = \frac{1,05 \cdot (19000 \cdot 4350)}{9,81 \cdot 4350} \approx 2035 \text{ кг/м}^3$.

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [8]

$$P = P_m + P_{км} + P_z + P_{ОБГ} + P_{кмОБГ} + P_{обс} + P_d \quad (2.13)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

$P_з$ - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

$P_д$ - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_{г}}{\eta_{пл}} \quad (2.14)$$

де $\rho_{пр}$ - густина промивальної рідини, кг/м³;

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

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

D_c - діаметр свердловини, м;

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

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_{г}^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.15)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7 \quad (2.16)$$

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

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

$$v = \frac{Q}{F} \quad (2.17)$$

де F – площа поперечного перетину, m^2 ;

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

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

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B} \quad (2.18)$$

$$p_{км} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_{zn})} \quad (2.19)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

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

$$Sen = \frac{\tau_0 d_T}{\eta_{пл} V} \quad (2.20)$$

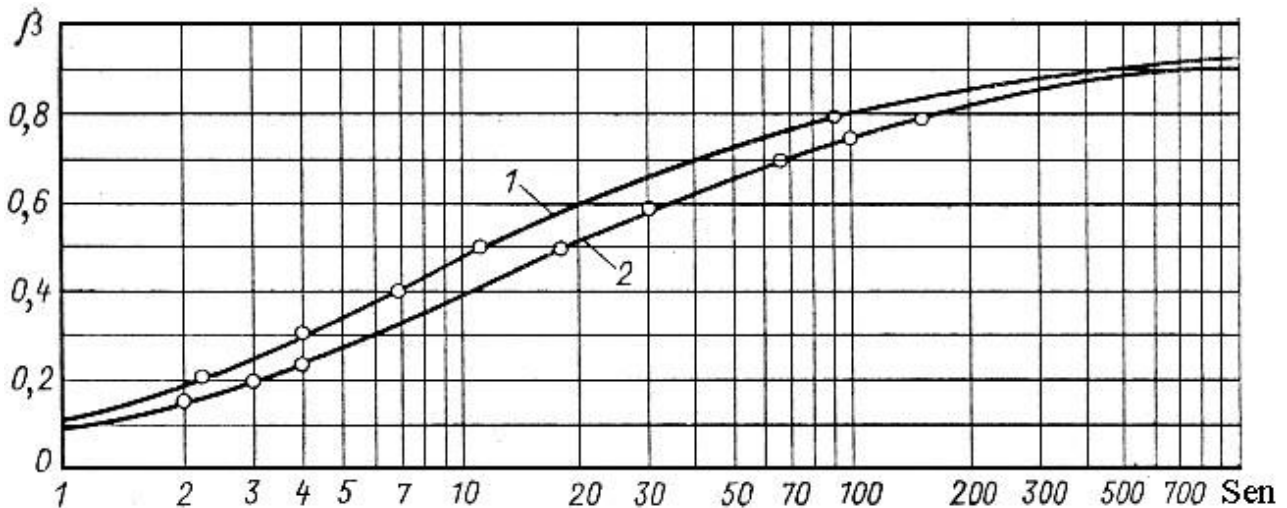


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_m ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{км}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2 \rho_{\text{пр}}}{2 d_r} l, \quad (2.21)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (2.22)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.23)$$

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

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.24)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right), \quad (2.25)$$

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

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.26)$$

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.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.27)$$

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

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

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

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

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.28)$$

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 $P_{мд}$, щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{мд} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

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

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

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

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.29)$$

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 бурільних трубах

$$\eta_{мт} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 0,022 = 0,045$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 7 = 10,3; F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{2035 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 7010$$

$$He = \frac{2035 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 159155$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 159155^{0,58} = 9693$$

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

$$Sen = \frac{10,3 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 22$$

$$p_{кп} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 4375}{0,6 \cdot (0,124)} = 2,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 0,022 = 0,045$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 7 = 10,3; F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{2035 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 2403$$

$$He = \frac{2035 \cdot 10,3 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 59630$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 59630^{0,58} = 6397$$

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

$$Sen = \frac{10,3 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 25$$

$$p_{кп} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 4375}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 4,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 4,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{4375}{25} = 175 \text{ шт.}$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,124^2}{0,118^2} - 1 \right) = 0,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,2159^2 - 0,140^2)}{(0,2159^2 - 0,159^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_s = 2035 \cdot 175 \cdot \left[\left(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{mi} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 0,022 = 0,045$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 7 = 10,3; F = 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{2035 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 10175$$

$$\text{He} = \frac{2035 \cdot 10,3 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 83842$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 83842^{0,58} = 7335$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{10175} \right)^{0,25} = 0,03$$

$$P_{OBT} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{2035}{0,09} 225 = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{mi} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 0,022 = 0,045$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2035 - 7 = 10,3; F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{2035 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 2142$$

$$\text{He} = \frac{2035 \cdot 10,3 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,045^2} = 14868$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 14868^{0,58} = 4020$$

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

$$Sen = \frac{10,3 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045 \cdot 1,25} = 7$$

$$P_{\text{мОБГ}} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{\text{обв}} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 2035 \cdot 0,015^2 = 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\text{мд}} = 0,8 \cdot 32 - (2,4 + 4,4 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,3) \approx 17$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

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

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

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

$$V_{\text{д}} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{2035}} = 102 \text{ м/с.}$$

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

$$V_{\text{д}} \geq 80 \text{ м/с.}$$

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

Сумарна площа насадок $f_{\text{д}}$ гідромоніторного долота

$$f_{\text{д}} = \frac{0,015}{102} = 0,00015 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00015}{3,14 \cdot 3}} = 0,008 \text{ м} = 8 \text{ мм.}$$

Бурове долото основний елемент бурового інструменту для механічного

руйнування гірської породи на забої свердловини в процесі її проходки.

2.6 Ускладнення при бурінні

Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації аварій на них, висувають низку специфічних вимог до механічних та електромагнітних характеристик матеріалів, використовуваних у бурильному устаткуванні різноманітного призначення. Досі лише метали та стопи можуть задовольнити особливо критичним вимогам щодо поєднання потрібних для буріння значень міцності та пластичності. При цьому постійно йде пошук нових, більш досконалих матеріалів для нафтогазовидобувної промисловості. З метою більш широкого залучення до цього пошуку спеціалістів у галузі металофізики є потреба в детальному ознайомленні їх з особливостями процесу буріння та умовами, у яких мають працювати шукані матеріали, задовольняючи відповідним технічним вимогам [11].

Оскільки найбільше навантаження на обладнання та відповідні матеріали бурової має місце під час аварій, то саме цьому аспекту її роботи буде приділено найбільшу увагу. Найчастіше буровики зустрічаються з такими ускладненнями як осипання й обвали стінок свердловини та затягування бурильного інструменту.

Прихоплення - непередбачувані аварії у свердловині, що характеризуються частковим або повним припиненням руху бурильного інструмента, металевих обсадних труб або геофізичних (гідрогеологічних) приладів і пристроїв. Прихоплення є найпоширенішими, найскладнішими і найтрудомісткими аваріями в бурінні. Виділяють три основних типи прихоплень: 1) бурильних колон (БК); 2) обсадних труб; 3) породоруйнівних інструментів і колонкових наборів.

До аварій через невдале цементування відносять прихоплення затверділим цементним розчином колони бурильних труб, на якій спускалась секція обсадних труб або хвостовик; відмова в роботі та пошкодження вузлів підвішування секції обсадної колони, що порушують процес кріплення й подальшу

проводку свердловини; оголення башмака або недостатнє підймання цементу.

До аварій з обсадними колонами й елементами їх оснастки відносять аварії з металевими обсадними колонами або їхніми частинами, яких спускають і цементують та які викликані: роз'єднанням по різьбовим з'єднанням; обривом по зварному шву; зминанням або розривом по тілу труби; пошкодженням обсадної колони при розбурюванні цементного стакана, стоп-кільця, зворотнього клапана і напрямної пробки.

До аварій із вибійними двигунами відносять залишення турбобура, електробура, гвинтового двигуна, або їх вузлів у свердловині внаслідок поломок або роз'єднання з бурильною колоною.

До падіння у свердловину сторонніх предметів відносять падіння вкладок ротора, роторних клинів, ключів, кувалд та інших ручних інструментів і пристроїв, за допомогою яких проводились роботи над гирлом свердловини.

Сальникоутворення характерне при бурінні свердловин у глиняних породах при наявності інтервалів з інтенсивним утворенням рихлих фільтраційних кірок. Для попередження можливостей виникнення прихопленонебезпечних умов у свердловині необхідно вжити наступних заходів.

- 1) Дотримання режиму промивання — основна умова попередження прихоплень. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4–0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників — до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону над забоем на довжину тягової труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

- 2) Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброблення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Одночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення.
- 3) Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі БК, і обертання ротора з частотою 1,2 об/с у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння. Виникнення затяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка місця затяжки повинна проводитись обережно, без затяжок, посадок і підвищення тиску на насосах.
- 4) У випадку затягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках — на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути БК ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому на 30-40 кН нижче власної ваги інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

2.7 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ- 1 [14], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4500 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 чотиріступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ- 1

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

Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Вертлюг УВ- 320 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ- 950 А2	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	270
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

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

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 37-1100Д

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

Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	пневматична дискова колодка для аварійної зупинки і фіксації
Привід додатковий	під'їм і опускання вишки, аварійний підйом труб
	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р - 700

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

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА [8]

Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (по нормах АРІ), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьблення переводника для з'єднання з ведучою трубою (ліве)	3-152Л
Присьднувальне різьблення (ліве)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
Маса, кг	2200

Вибір талевого канату і талевої системи

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

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку [10]:

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k} \quad (2.30)$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_r - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

R_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1864}{2 \cdot 692,8} = 5,9$$

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

Розділ 3. Охорона праці

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [17].

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) застопоровому 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 безпечно 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 унеможливлувати 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/м³ (0,02 г/см³) 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 (бригаді КРС). Дані про їх установлення у компоновання бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

Розділ 4. Охорона навколишнього середовища

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 [18].

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.

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 по-

мірно небезпечних та мало небезпечних 3 і 4 класу токсичності згідно ДСТУ 41-00032626-00-007-97.

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

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

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо.

Під час спорудження свердловини відбувається часткове забруднення атмосферного повітря. Буріння і випробування свердловини буде вестись буровою установкою «УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ-1» з дизель-електричним приводом. Для забезпечення електроенергією у період будівельно-монтажних та демонтажних робіт використовують дизель-електростанцію IVECO GE 8210SR I 27 (458 к.с.); у період буріння, кріплення та випробування - чотири дизель електростанції CAT3512/1020 к.с. Котельна установка типу ЕПВУ працює з використанням електродіалізаторів, які не викликають локальних забруднень повітряного середовища. При цьому концентрації шкідливих викидів не є небезпечними для навколишнього середовища та здоров'я людини.

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 майданчику та на території житлової забудови значно нижчі граничних нормативних рівнів шуму. Для постачання на бурову хімреагентів і паливно-мастильних матеріалів на весь період спорудження свердловини використовується спеціальна техніка, яка обладнана спеціальними герметичними ємностями, а при необхідності (в залежності від призначення) пилеуловлюючими фільтрами і засобами пожежогасіння. Постачання ПММ на свердловину потрібно здійснювати у герметичних ємностях і зберігати в облаштованому складі ПММ. Необхідно забезпечити збір і вивіз відпрацьованих ПММ у спеціальних металевих ємностях на пункти утилізації. При освоєнні свердловини слід забезпечити герметичність і надійність роботи викидних ліній, сепараторів, замірних пристроїв, ємностей. Продукти освоєння збираються в факельному амбарі з протифільтраційним екраном, потім вивозяться та утилізуються спеціалізованими підприємствами згідно укладених угод. Для попередження аварійного викиду пластового флюїду зі свердловини проектом передбачені відповідні параметри бурового розчину, а також обв'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

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.

ВИСНОВКИ

1. Розробка покладів вуглеводнів, на прикладі Прилуцького тектоніко-екранованого нафтогазового родовища, є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та працевлаштування місцевого населення.

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

3. При розробці проекту було виконано: вибір способу буріння, породоруйнівного інструменту і бурильної колони.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію гирла споруджуваної свердловини противикидним обладнанням

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 нафтогазоносні горизонти; герметизацію гирла свердловини противикидним обладнанням.

7. В кваліфікаційній роботі розглянуті питання приготування та очистки промивальної рідини, гідравлічного розрахунку промивання споруджуваної бурінням свердловини.

8. Виконано 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 і допоміжних робіт.

Перелік посилань

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. 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.
3. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
4. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 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. 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.
7. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
8. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
9. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
10. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
11. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
12. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
13. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc..

14. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

15. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.

16. Прогресивні технології спорудження свердловин. Монографія. Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2020. - 166 с.

17. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.

18. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.27.ПЗ	Пояснювальна записка	67	
5					
6		НГІБ.КР.22.27.ДМ	Демонстраційний матеріали	13	
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	