

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Шипунова Сергія Олександровича
(ПІБ)

академічної групи 185М-19з-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 Розробка технології буріння свердловин для умов Малодівицького нафтового родовища з удосконаленням систем опор шарошкових доліт
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)_____ Коров'яка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)« 01 » вересня 2020 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра
(бакалавра, магістра)**студенту** Шипунову Сергію Олександровичу академічної групи 185м-19з-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)**спеціальності** 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____**за освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»
на тему Розробка технології буріння свердловин для умов Малодівицького нафтового родовища з удосконаленням систем опор шарошкових долітзатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2020 р.
№ 809-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Загальна гірничо-геологічна та технологічна характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах тектонічно-екранованого нафтового родовища з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів</i>	26.10.20 р.
<i>Спеціальний</i>	<i>Розробка удосконаленої та технологічно виправданої системи опор шарошкових доліт</i>	18.11.20 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання бурових та супутніх робіт</i>	26.11.20 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище</i>	10.12.20 р.

Завдання видано _____ Ігнатов А.О.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 01.09.2020 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 11.12.2020 р.Прийнято до виконання _____ Шипунов С.О.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 86 с., 14 рис., 8 табл., 2 додатки, 32 джерела.

НАФТОГАЗОВА СВЕРДЛОВИНА, ПОКЛАД, ОПОРА ДОЛОТА, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПАРАМЕТР РЕЖИМУ, ТИСК, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ СПОРУДЖЕННЯ.

Сфера застосування розробки – буріння нафтогазових свердловин.

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

Мета роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини в умовах Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання бурових і супутніх 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 протиск на нафтогазоносні горизонти. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних і проникних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту.

Практичні результати – розроблено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на показниках підвищення механічної швидкості та безпечності виконання бурових робіт при розробці нафтового родовища; запропоновано модернізовану конструкцію опори шарошкового долота.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання відповідних 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.....	20
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	20
2.2	Вибір способу буріння.....	24
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	28
2.4	Вибір бурильної колони.....	30
2.5	Вибір режимів буріння.....	37
2.6	Ускладнення при бурінні.....	49
2.7	Вибір бурового обладнання.....	52
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – удосконалення систем опор шарошкових доліт.....	56
Розділ 4	Охорона праці.....	68
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	73
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	77
	ВИСНОВКИ.....	81
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	82
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	85
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	86

ВСТУП

Наша держава має потужну й розвинену мінерально-сировинну базу, що дозволяє їй з впевненістю займати провідні позиції серед країн, які спеціалізуються на видобутку різноманітних корисних копалин.

Поміж видобувних ресурсів, особливу роль відіграють металічні і неметалічні корисні копалини та вуглеводнева сировина.

Горючі корисні копалини (нафта, газ, вугілля, торф, горючі сланці, метан вугільних родовищ) відіграють визначальну роль у вирішенні енергетичних проблем, які останнім часом все гостріше постають перед Україною.

Розвиток та модернізація нафтової і газової промисловості неодмінно супроводжується широким застосуванням бурових робіт – результатом виконання яких є спорудження свердловин з метою пошуку, розвідки і розробки покладів вуглеводнів. У земній корі нафту і газ вміщують породи-колектори, які частково чи повністю обмежені слабопроникними породами. Найчастіше колекторами нафти і газу бувають піски, пісковики, вапняки і доломіти, рідше – ангідрити, сланці, тріщинуваті магматичні породи.

Необхідно підкреслити, що нафтові і газові свердловини є капітальними спорудами з високою вартістю, покликаними бути надійним об'єктом виконання відповідних робіт протягом певного значного часу. Бурові свердловини виступають з'єднуючим каналом між продуктивними пластами та поверхневим устаткуванням; вони повинні характеризуватися, насамперед, герметичністю, міцністю, надійністю і довговічністю. Проте в реальних умовах, пробурений стовбур свердловини не є таким каналом, внаслідок складного впливу на нього: нестійкості гірських порід; наявності пластів, насичених різними флюїдами (вода, нафта, газ і їх суміші), які знаходяться під різним тиском; циркуляційних процесів промивальної рідини; руху бурового інструменту і приладів. Означені обставини потребують вжиття складних і трудомістких прийомів і методів, спрямованих на упередження або повне нівелювання прояву гірничо-геологічних ускладнень.

Головним завданням якісного спорудження свердловин є зниження термінів їх провідки, при одночасному зменшенні праце- і енергоємності робіт і капітальних витрат.

Буріння свердловин - єдиний конкурентоспроможний метод результативної розробки та приросту видобутку вуглеводної сировини.

Спорудження нафтових і газових свердловин, до задачі їх в експлуатацію, складається з наступних послідовних ланок: будівництво наземних споруд; проходка стовбура свердловини, здійснення якої можливе тільки при виконанні паралельно виконуваних робіт - поглиблення забою за допомогою локального руйнування гірської породи і очищення стовбура від зруйнованої (вибуреної) породи; відокремлення пластів; освоєння свердловин як експлуатаційного об'єкту.

Технологія буріння охоплює широкий круг питань проектування і принципів реалізації в промислових умовах.

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.

Метою даної роботи є розробка прогресивної технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах відкладів Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища, представлених потужними товщами осадових порід, з удосконаленням систем опор шарошкових доліт.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Ділянка проєктованих робіт геологічно та територіально приурочена до крупної геологічної формації - Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносної провінції (рис. 1.1) [1], яка, у свою чергу пов'язана із Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ), що 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.

Малодівицьке тектонічно-екрановане нафтове родовище належить до Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [2]. Розташоване в Чернігівській області, на відстані 20 км від м. Прилуки. Знаходиться в південній прибортовій зоні західної частини Дніпровсько-Донецької западини. Складене гірськими породами палеозою, мезозою і кайнозою, виявлене та пройшло стадію розвідувальних робіт в 1971 - 1975 рр.

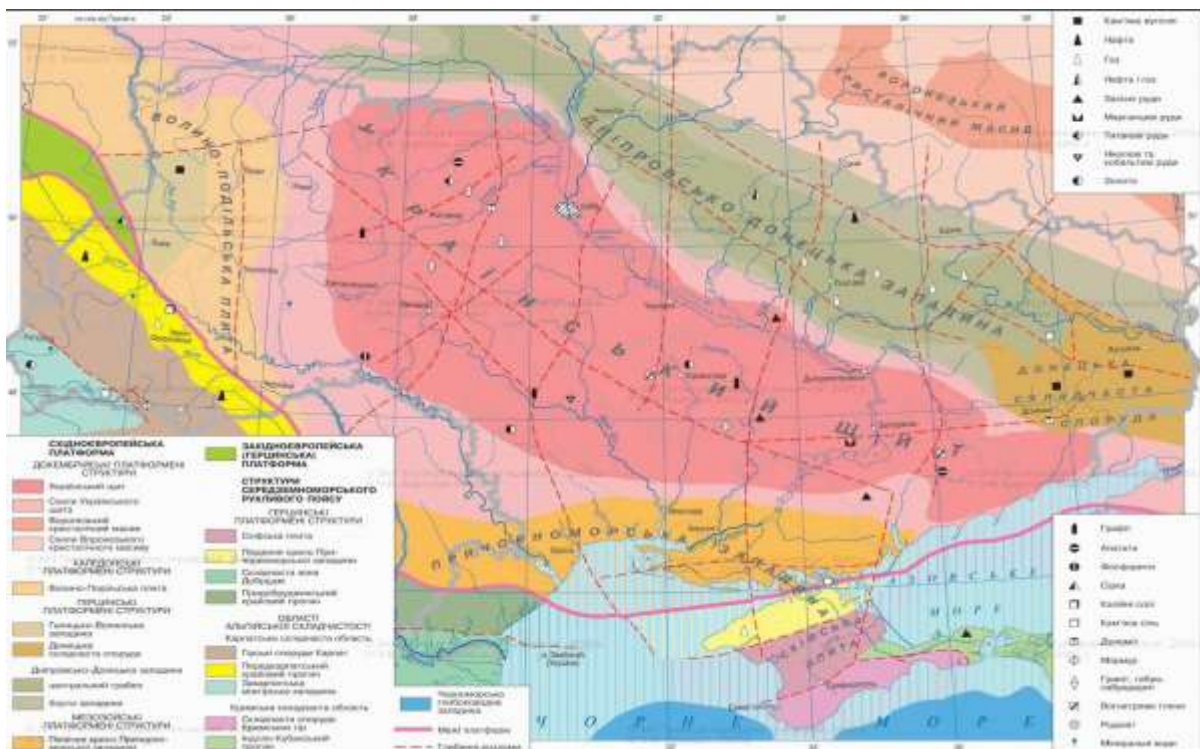


Рисунок 1.1. Оглядова карта району бурових робіт (ДДЗ)

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 технологій сейсмозв'язки, 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 [3].

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.

Загальний стан довкілля в зоні споруджування свердловини задовільний. Майданчик проектованих робіт відповідає нормам санітарії та пожежної безпеки.

В адміністративному відношенні площа бурових робіт належить до Прилуцького району Чернігівської області. Найбільш крупними населеними пунк-

тами 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 розроблюваної ділянки знаходиться Прилуцьке нафтове родовище та Мільківське нафтогазоконденсатне родовища (рис. 1.2). Дані родовища на даний час перебувають у промисловій розробці.



Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Малодівицьке тектонічно-екрановане нафтове родовище)

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.

Головна промислова галузь району проєктованих робіт - нафтогазопереробка. У програмі соціально-економічного розвитку району, питома вага об'єму промислової продукції нафтогазопереробного заводу ПАТ «Укрнафта» становить 90%. До основних цехів відносяться: цех підготовки і стабілізації нафти, переробки газу, компресорний та відвантаження. 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, трахіандезити, 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 горизонти на 2 родовищах.

При розкритті покладів нафти й газу, що розташовуються на глибині 354 - 5800 м та перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа при температурі 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 - 2156 тис. м³/доб газу й 5 - 500 т/доб нафти. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2 - 31% і проникністю $(0,1 - 2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (якщо пористість становить 2%, а проникність - тільки $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то це означає, що нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів Дніпровсько-Донецької запа-

дини 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.

Сумарні початкові запаси й накопичений видобуток газу в Дніпровсько-Донецькій провінції становлять відповідно 1659115 і 831709 млн м³. Найбільший (666752 млн м³) внесок у видобуток газу зробили три родовища: Шебелинське (478906 млн м³), Західно-Хрестищенське (143459 млн м³) і Єфремовське (44387 млн м³). Початкові запаси газу Шебелинського родовища становили 528000, Західно-Хрестищенського – 332900, Єфремовського – 109970 млн м³. Ці родовища містили 970870 млн м³ газу Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції. Якщо врахувати Глинсько-Розбишевське, Мелиховське, Медведовське й Опішнянське родовища, то на частку цих 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 [3]. 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 хемогенні породи, які, як правило, представлені одним мінералом, утвореним осадженням його з розсолів. Хемогенними 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 покриттями 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. 1.3).

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). 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 газонасний і Лисичанський перспективний).

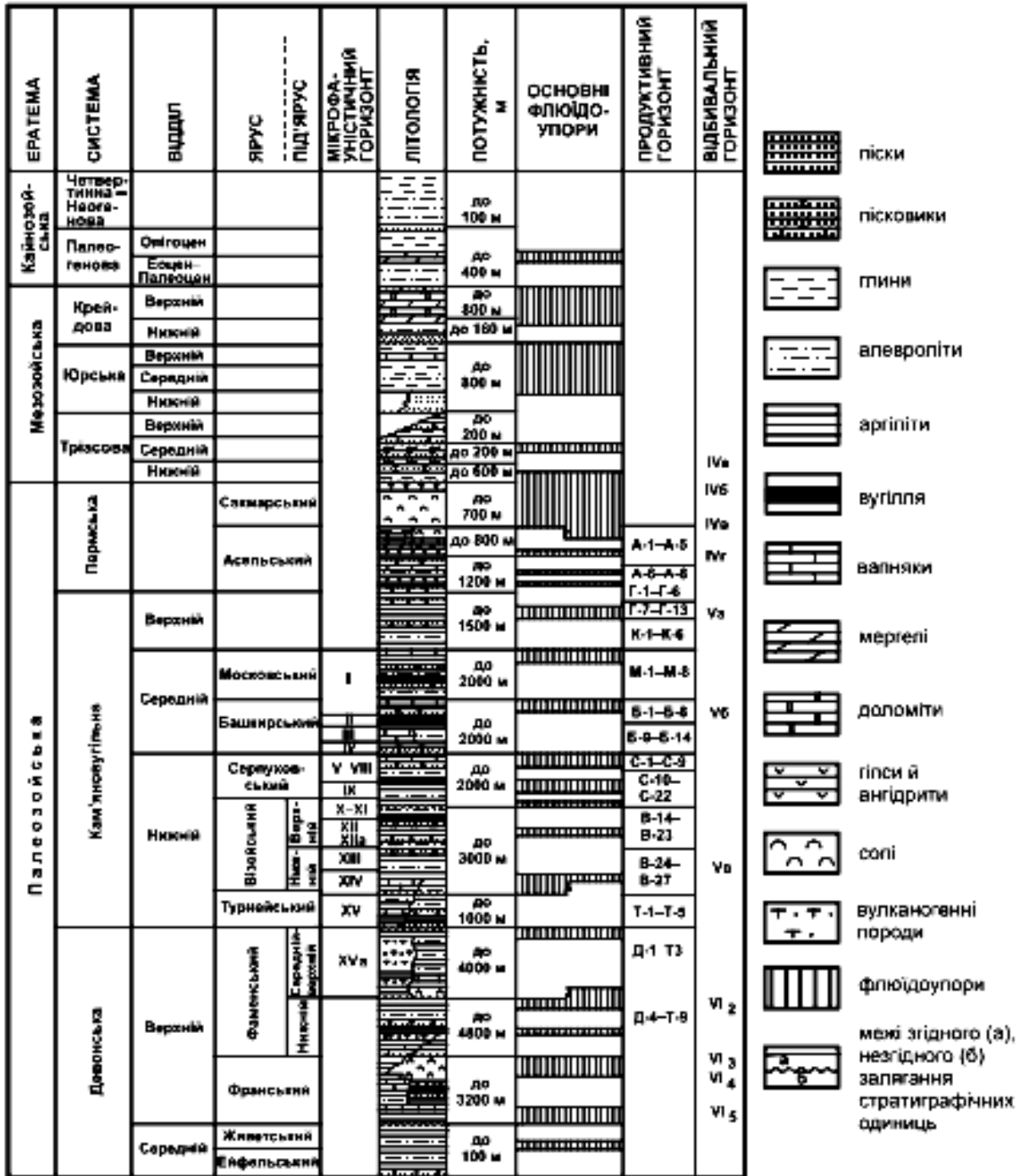


Рисунок 1.3. Зведений геологічний розріз ДДЗ

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 (Шебелинське родовище); масивно-пластові, екрановані соляними масивами і тектонічними порушеннями (Єфремівське і Західнохрещищенське 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

Цикл споруджування свердловини починається з підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового устаткування, перевезенням його на нову точку і рекультивацією земельної ділянки [8]. Усі види робіт, які входять у цикл споруджування свердловини, поділяються на: підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, проведення під'їзних доріг, прокладання водопроводу, підвід електроліній); монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємкостей і побутових приміщень); підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення напрямлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в

ньому труби; монтаж і випробування пристосувань малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт; приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора); буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежування пластів; вторинне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здача свердловини в експлуатацію; демонтаж бурового обладнання; перевезення обладнання на нову точку.

Спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини № 28 Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища, буде вестися в наступних гірничо-геологічних умовах, що представлені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Зведена літолого-геологічна характеристика Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища (на прикладі стратиграфічного розрізу свердловини № 28)

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-280	Пісок, суглинок, глина	I	I	0,0100	0,0140	Обвали
280-1000	Глина, галечник, алевроліт	II	III	0,0104	0,0160	Обвали
1000-1700	Алевроліт, аргіліт, вапняк	III	II	0,0114	0,0170	Поглинання
1700-3000	Аргіліт, галіт, вапняк	V	IV	0,0122	0,0150	Осипи
3000-3700	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	VI	0,0106	0,0180	Поглинання
3700-4460	Аргіліт, пісковик, алевроліт	VIII	VII	0,0170	0,0200	Зона нафтогазопроявлення

Організація процесу споруджування свердловини може проводитись за амбарним і безамбарним способами. Згідно рекомендацій [2, 9], спорудження свердловини № 28 Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища буде проводитись за амбарним способом.

При проведенні інженерно-геологічних вишукувань на проектованій ділянці - ґрунтові води не виявлені. Площадка проектованого спорудження відноситься до потенційно непідтоплюваної. Поверхневі водойми знаходяться на значній відстані від місця розташування свердловини.

Охорона поверхневих водоймищ та підземних вод здійснюється на всіх етапах спорудження свердловини, враховуючи підготовчі роботи до буріння, буріння, кріплення, випробування свердловини та демонтажні роботи.

Хімічні реагенти, які входять до складу бурового розчину є екологічно безпечними (малонебезпечними), що дозволяє вважати буровий розчин, приготовлений на їх основі та відходи буріння помірно безпечними і попереджує негативний вплив на довкілля.

Для попередження міграції підземних вод і пластових флюїдів усі обсадні колони цементуються високоякісним тампонажним розчином з підняттям до гирла.

Основні технологічні рішення для забезпечення безаварійності проводки свердловини та мінімізації негативного впливу на надра: вибір конструкції свердловини за графіком суміщених тисків, яка відповідає геологічним умовам буріння; розрахунок згідно норм густини бурового розчину по інтервалах буріння; розрахунок і підбір обсадних труб на максимально можливі пластові тиски; цементування обсадних колон високоякісними тампонажними матеріалами; установка на обсадні колони центраторів, скребків і турболізаторів для утворення надійного цементного кільця.

Для попередження виникнення нафтоводопроявлень (НВП) і перехід їх у відкриті фонтани передбачається: підбір бурового розчину по типу та його параметрах у відповідності до прогнозованих геологічних умов; для своєчасного виявлення НВП при бурінні з глибини 3600 м до проектної глибини передбачається використання розширеного комплексу геофізичних досліджень свердловини (ГДС); попередній інструктаж та навчання членів бурової бригади діям з виявлення НВП і недопущенню переходу їх у відкриті фонтанування; встановлення на гирлі свердловини противиکیدного обладнання, яке відповідає пара-

метрам безпечного буріння свердловини; забезпечення бурової запасним буровим розчином в об'ємі свердловини з відповідними параметрами.

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 розрізу свердловини вказує на дуже складні гірничо-геологічні умови і дозволяє виділити в ньому інтервали несумісних 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 представлені породами юри, тріасу, московського 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 відрізняються 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). При проходці цих відкладів можливі виникнення уступів на контакті м'яких і більш міцних порід, звуження стволу, каверноутворення тощо.

В нижніх інтервалах знаходиться перспективно продуктивна теригенно-

карбонатна товща занурених нижньовізейських, турнейських і верхньодєвонських відкладів. За літологічним складом, буримістю, фізико-механічними властивостями породи відрізняються більш високими стадією ущільнення та 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.

Проектом на будівництво свердловини 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.

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 [10].

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: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим забоем; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, в т.ч. з непромисловими запасами; виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

Діаметри обсадних колон і діаметри доліт для буріння під них визначають з урахуванням літології, профілю свердловини і інших чинників. Наприклад, в похилих свердловинах проміжки мають бути збільшені. Якщо ділянка

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 [11].

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 наступними 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, ско-

роченню витрати металу і тампонуєчих матеріалів, збільшенню швидкості буріння і зниженню вартості бурових робіт.

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.

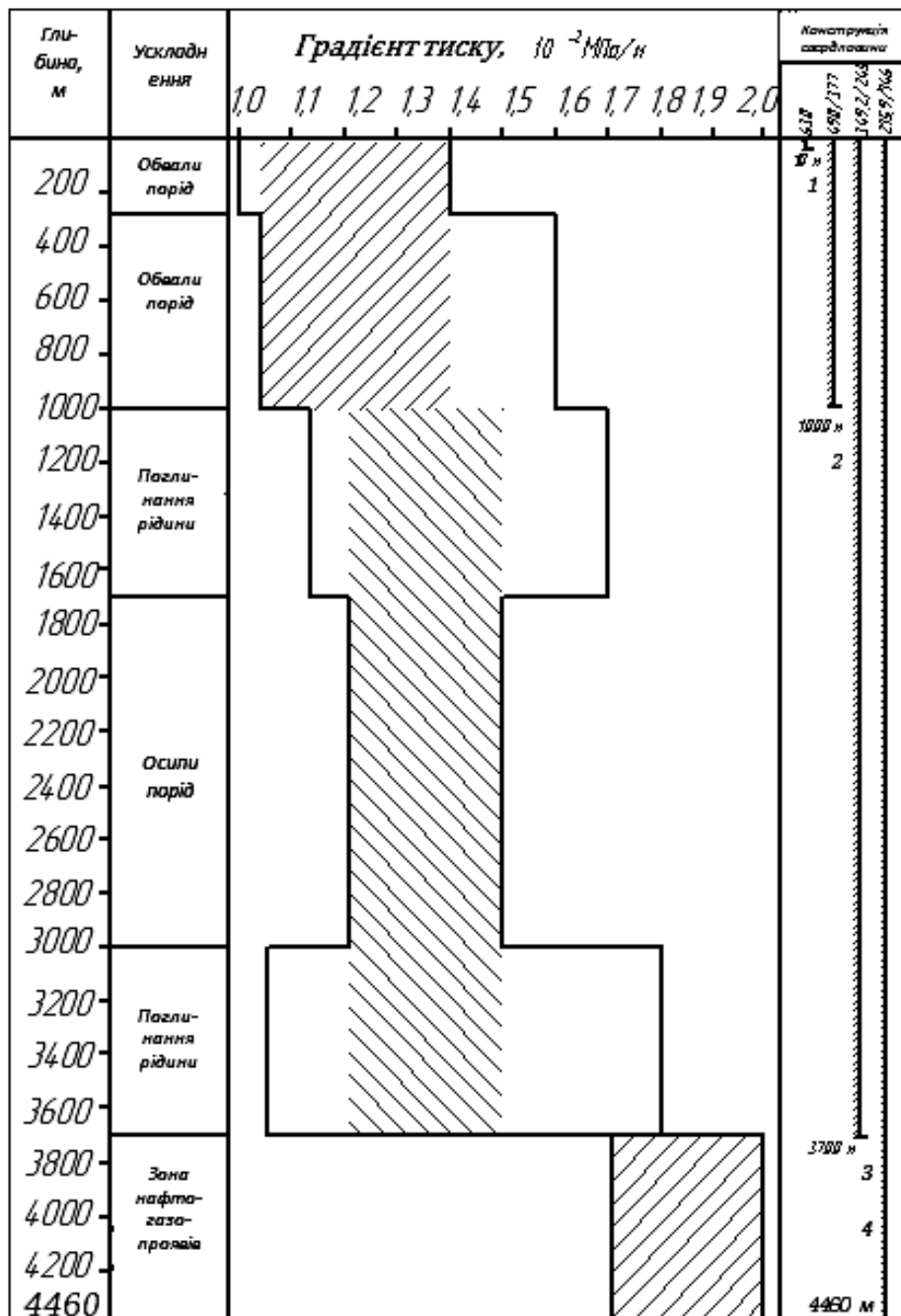


Рисунок 2.1. Суміщений графік коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків поглинання для умов Малодівицького родовища (на прикладі свердловини № 28)

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 [8, 11]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Малодівицького тектоніко-екранованого нафтового родовища (на прикладі стратиграфічного розрізу свердловини № 28) і складає - 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1): на інтервалі 0-10 м - 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 0-4460 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Таблиця 2.1

Характеристика проектованої 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	4460	До гирла	215,9

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 [12], приймаємо $D_{\delta}^e = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [13], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{np} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{np} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

б) діаметр напрямку дорівнює:

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

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

2.2 Вибір способу буріння

В умовах сучасного етапу розвитку галузі, глибокі нафтогазові свердловини бурять обертальним способом з передачею обертання долота з гирла свер-

дловини 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 [9, 14].

Роторний спосіб буріння

При роторному бурінні обертання долоту передається через колону бурильних труб (порожнистий вал) від ротора, що встановлений на гирло свердловини. 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 застопоровий стіл ротора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний крутний 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 кон-

такту зубів долота із забоем. Усе це призводить до необхідності зниження частоти обертання з $200-100 \text{ хв}^{-1}$ при бурінні на глибинах 500-2000 м до $60-20 \text{ хв}^{-1}$ при бурінні на великих глибинах.

Роторне буріння з низькими частотами обертання ($20-80 \text{ хв}^{-1}$) і великими крутними моментами ($150-500 \text{ кНм}$) 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 $100-500 \text{ хв}^{-1}$ до $60-120 \text{ хв}^{-1}$ (за кордоном практикуються частота $25-40 \text{ хв}^{-1}$). 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, більшої динамічності і дії знакозмінної напруги.

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 в координатах тиск-витрата ($P - Q$) у вибраному масштабі наносять послідовно гідравлічні характеристики бурового насоса, свердловини і турбобура.

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 гідромоніторними долотами можна бурити, передаючи на забій максимальну потужність.

Для умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наповненості промислової бази, остаточно приймаємо роторний спосіб буріння.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами [8, 14]:

- 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
3700-4460	VIII	VII	III 215,9 К - ГНУ	41	280

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями). У середині шарошок розташовані підшипники. 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, окремених 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 [9].

На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові 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, з позначенням основних її складових елементів, наведена на рис. 2.2.

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності.

Оскільки головною функцією обважених бурильних труб (ОБТ) є збереження жорсткості бурильної колони, то при виборі діаметрів ОБТ необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт і обважених бурильних труб [13].

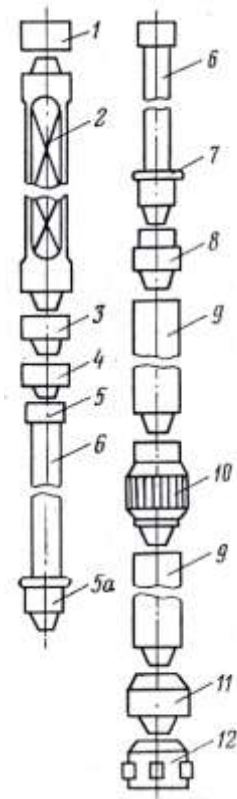


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони

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

Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_o \leq 295,3$ мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_o} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 215,9 \approx 162 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 178 \text{ мм.}$$

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [9, 11].

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

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

G_{δ} – осьове навантаження, Н;

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м; $q_{\text{ОБТ}} = 145,4$ кг [23].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 21500}{145,4 \left(1 - \frac{1,34}{7,85} \right)} \approx 214 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо $l_{\text{ОБТ}} = 225$ м.

За перевірконого розрахунку значення довжини ділянки ОБТ необхідно перевірити на статичну і динамічну стійкість від дії власної ваги; для цього необхідно визначити критичну довжину обважених бурильних труб за наступною формулою:

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

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

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

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,178^4 - 0,09^4) = 0,000046 \text{ м}^4$$

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

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{сп}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000046}{1454}} = 158 \text{ м.}$$

Якщо $l_{ОБТ} \geq l_{ОБТ}^{кр}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центрвальні пристрої.

Необхідне місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелі [13], для проектованого випадку центратори будуть встановлені на відстані 125 м (загалом необхідно встановити 1 центратор).

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

Приймаємо довжину наддолотного комплекту 300 м (12 свічок) з труб ТБВ – 140, матеріал виготовлення - сталь групи міцності "Д" з товщиною стінки 11 мм.

При виборі діаметрів бурильних труб (СБТ) необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт і бурильних труб [9, 11].

Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_o \leq 295,3$ мм):

$$- \frac{d_{бм}}{d_{ОБТ}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{БТ} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм,}$$

приймаємо сталеві бурильні труби (СБТ) конструкції ТБВ (підсилююча висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{БТ} = 140$ мм.

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності.

Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки [9].

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

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

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

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

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

G_{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, m^2 ;

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

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

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

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

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

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

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 330) \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 1498 \text{ м}$$

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:

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

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій; Q_{p2}, Q_{p3} – допустиме розтягуюче навантаження для труб другої і третьої секцій;

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

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

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

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

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{кН}; l_8 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 97 \text{ м.}$$

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 $l_9 = 350 \text{ м.}$

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

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

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	285	285	0,368	104,9
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							≈ 1840

Враховуючи проектну глибину свердловини:

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

$$l_{10} = 4460 - (225 + 300 + 1475 + 300 + 275 + 250 + 300 + 375 + 250 + 75 + 350) = 285 \text{ м}$$

З урахуванням глибини свердловини, приймаємо $l_{10} = 285 \text{ м}$.

Отримані дані зведені до табл. 2.3, що містить основні відомості про конструктивні параметри бурильної колони та КНБК.

2.5 Вибір режимів буріння

Ефективність руйнування гірських порід при проводці свердловини залежить від комплексу чинників: осьового навантаження на долото (G), частоти обертання долота (n), витрати Q і параметрів бурового розчину (ρ , T), типу долота, геологічних умов, механічних властивостей гірських порід [14]. Виділяють керовані параметри режиму буріння (G , n , 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 оптима-

льним режимом буріння. Режим буріння називають швидкісним, якщо на цьому етапі досягнуті найвищі показники роботи доліт і використані потужніша бурова 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 .

$$C_d = k_{\pi} r_{\pi} F_k \quad (2.11)$$

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

r_{π} – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

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

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [15]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

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

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

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

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

2. Частота обертання долота.

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

Д490С-ЦВ $n_d=300$ об/хв.

Ш 349,2 М – ГВ $n_d=300$ 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

$$Q_1 = q_0 F_{\text{внб}} \quad (2.12)$$

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;

$F_{\text{внб}}$ – 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

$$Q_2 = V_{\text{мін}} F_{\text{кп}} \quad (2.13)$$

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

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

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

при бурінні долотами великого діаметра $V_{\text{мін}}=0,3-0,5$ 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	3700-4460	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:

$$\rho_{np} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}, \quad (2.14)$$

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 [16].

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

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

$$\text{- інтервал буріння 3700-4460 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (19000 \cdot 4460)}{9,81 \cdot 4460} \approx 2035 \text{ кг/м}^3.$$

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [17]

$$P = P_m + P_{кн} + P_з + P_{ОБТ} + P_{кнОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.15)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

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

$P_{ОБТ}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

P_δ - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_\Gamma}{\eta_{пл}} \quad (2.16)$$

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

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

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

D_c - діаметр свердловини, м;

$d_{зн}$ - 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 Хедстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_\Gamma^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.17)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7 \quad (2.18)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.19)$$

де F – площа поперечного перетину, м^2 ;

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

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

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

$$p_{\text{т}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} d_{\text{в}}} \quad (2.20)$$

$$p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} (D_c - d_{\text{зн}})} \quad (2.21)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

$\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{кп}}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.3) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_{\text{т}}}{\eta_{\text{шл}} V} \quad (2.22)$$

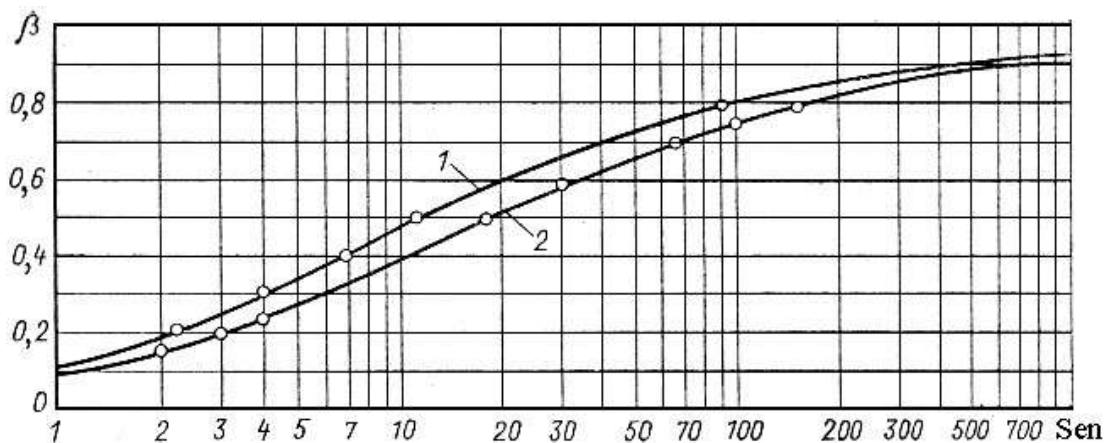


Рисунок 2.3. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб $\beta_{\text{т}}$; 2 – для кільцевого простору $\beta_{\text{кп}}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l, \quad (2.23)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.24)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.25)$$

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 Бордо-Карно

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.26)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right), \quad (2.27)$$

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.

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.28)$$

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 [15].

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.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.29)$$

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.30)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [17].

Якщо набуто 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_{md} , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{md} < P_{кр}$$

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

$$P_d = \frac{\rho_{пр} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{пр} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.31)$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p=0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при цій витраті Q . Для наступного буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Втрати тиску в бурильних трубах

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

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

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

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

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

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

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

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

$$p_{\text{кр}} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 4235}{0,6 \cdot (0,124)} = 2,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

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

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

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

$$p_{\text{кр}} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 4235}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 4,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 4,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{4235}{25} = 170 \text{ шт.}$$

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

$$P_3 = 2035 \cdot 170 \cdot \left[\left(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,5 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в обв'язуванні

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

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

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

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

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

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

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

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

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с.}$$

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

Сумарна площа насадок $f_{д}$ гідромоніторного долота

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

Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

В результаті проведеного розрахунку отримано параметри гідравлічної програми промивання проектованої свердловини.

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 досконаліх 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 [18].

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 затверді-

лим 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 стакану, 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. Дотримування 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 забоєм 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 немо-

жливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсаджену або неу- складнену частину стовбура.

2. Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброб- лення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Вод- ночас 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 сверд- ловини створюють нормальні умови для відновлення буріння. Виникнення за- тяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка міс- ця 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 циркуля- цію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути БК ротором на допустиме розрахо- ване число обертів при розвантаженому на 30 - 40 кН нижче власної ваги ін- струменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник не- обхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнен- ня БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскі- льки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів порід є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) необхідно здійснювати з промиванням буровим розчином, що має мінімальний показник фільтрації і максимально можливо ви- соку густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; виконання наступних рекомендацій: бурити свердловини за можливістю меншого діаметру; бурити від башмака (нижньої частини) попе-

редньої колони до башмака наступної колони долотами одного розміру; підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с; подавати бурильну колону на забій плавно; уникати значних коливань густини бурового розчину; перед підйомом бурильної колони обважнювати розчин, доводячи його густину до необхідної, якщо в процесі буріння сталося її зниження; не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

2.7 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ДГУ- 1 [15], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 5000 м в районах з помірним кліматом.

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

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

Конструктивні особливості і переваги

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;

- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 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-електричний
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)	12 (6x7)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на входному 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 входному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5Х6); 12 (6Х7)
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
Приєднувальне 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]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.32)$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

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

P_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1840}{2 \cdot 632,3} = 5,8$$

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

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

Розділ 3. Спеціальна частина роботи – удосконалення систем опор шарош- кових доліт

Шарошкові долота (рис. 3.1) є найбільш універсальним породоруйнівним буровим інструментом, оскільки сфера їх застосування охоплює практично усе різноманіття гірських порід: від дуже м'яких до дуже міцних [12].

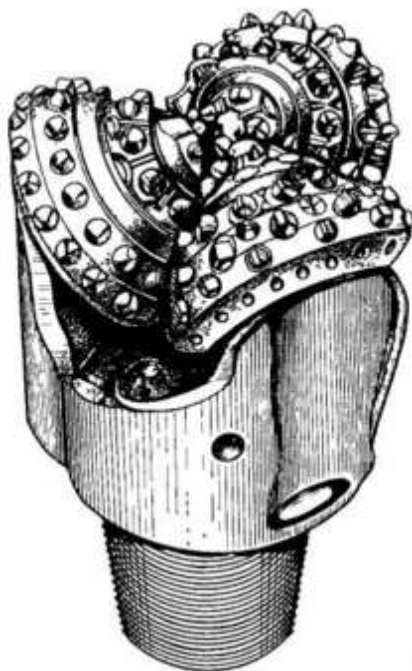


Рисунок 3.1. Схема шарошкового долота

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями). Шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами [19].

Зворотний конус шарошки звернений до стінки свердловини. У плані шарошки розміщуються зі зсувом осей щодо осі долота. Величина зсуву K називається коефіцієнтом проковзування і в залежності від типорозміру долота коливається від 0 до 10 мм. Чим більше величина зсуву K і більше число конусів, тим більше зуби шарошки прослизують по вибою.

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву K . Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву K . У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса (рис. 3.2).

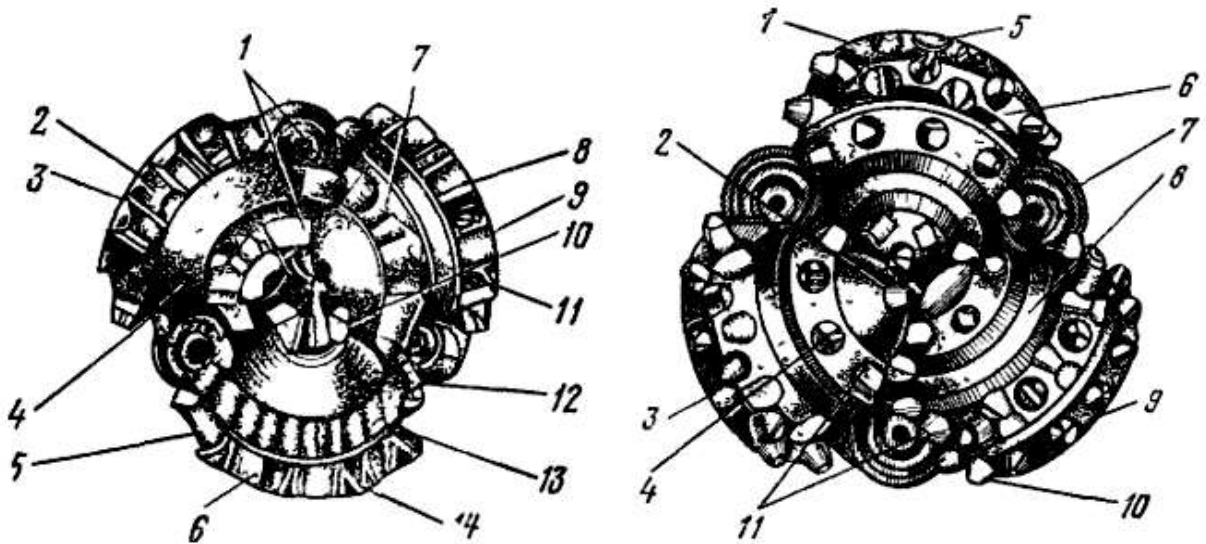


Рисунок 3.2. Елементи долота із зубами, що фрезеруються, і вставками з карбиду во-
льфраму:

1, 7 - вершина і підстава зубця 2 - зубець; 3, 6, 8 - шарошки, 4 - міжвінцове розточування, 5 - виїмка між зубцями 9 - промивальна канавка 10 - списоподібна вершина; 11, 14 - калібруючі поверхні периферійних зубців з різальними кромками відповідно L і T - образної форми, 12 - тильна сторона шарошки з твердим покриттям; 13 - напрямної шарошки;

1, 3, 9 - шарошки № 2, 1 і 3 відповідно, 2 - штирі з пікоподібною робочою голівкою, 4 - подовжені штирі з пікоподібною робочою голівкою; 5 - плоскі твердосплавні вставки; 6 - крок (змінний) між твердосплавними вставками; 7 - отвір насадки; 8 - міжвінцове розточування (канавка); 10 - штирі з пікоподібною робочою голівкою калібруючого вінця шарошки, 11 - штирі внутрішнього вінця шарошки.

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

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

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

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

На рис. 3.3 представлені елементи опори шарошки.

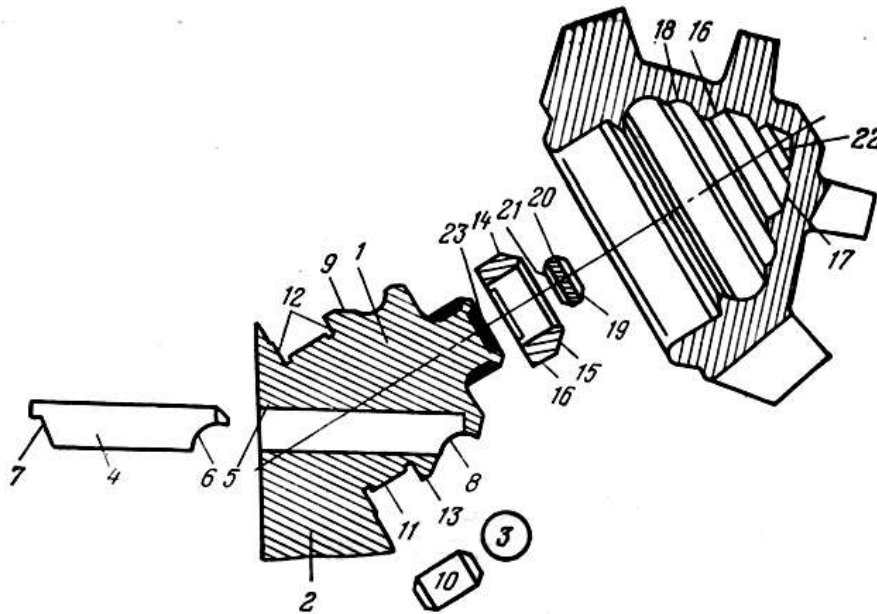


Рисунок 3.3. Елементи опори шарошки

Опора шарошки долота [20] зазвичай складається з консольної лапи та підшипників, які дозволяють шарошці при обертанні долота вільно обертатися відносно цапфи и передавати осьові и радіальні навантаження. Один з підшипників одночасно з відміченими функціями виконує також функції фіксуючого пристрою, який утримує шарошку на цапфі від подовжнього зсуву. Такий підшипник називають замковим. Зазвичай він виконується у вигляді шарикопідшипника 3. Його шари заводяться у відповідне гніздо через циліндричний прохід 5, який просвердлений в цапфі, а потім запираються спеціальним замковим пальцем 4. На одному з кінців пальця 4 виточується сферичний виріз 6, який точно відповідає профілю внутрішньої бігової доріжки 8 замкового підшипни-

ка. На другому кінці пальця – канавка 7 під зварювальний шов, який фіксує правильне положення пальця і перешкоджає його зсуву и випаданню. По обом сторонам замкового підшипника зазвичай монтуються великий и малий підшипники. Великий підшипник складається з бігової доріжки 11, тіл кочення 10 и направляючих площин 12. Він відділяється від замкового підшипника буртиком 13. Малий підшипник виконується аналогічно.

В якості підшипників застосовуються підшипники кочення (кулькові або роликові) і ковзання [12]. У залежності від типорозміру долота опора має різне сполучення кулькових (Ш), роликових (Р) підшипників і підшипників ковзання (С). Відповідно схеми опор позначаються, наприклад, ШШР, РШР, РШС тощо.

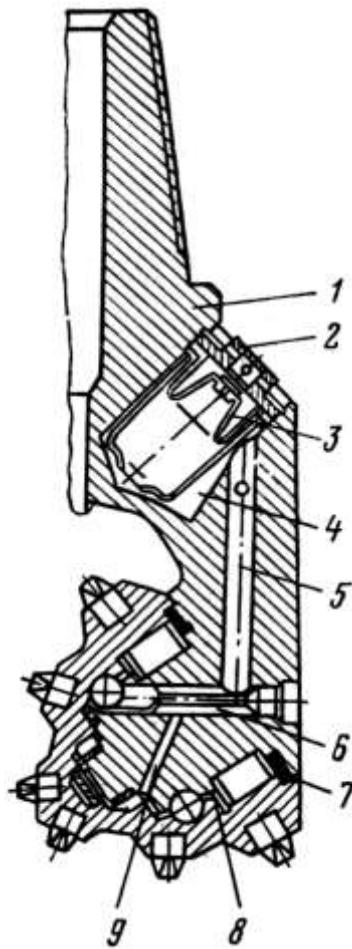


Рисунок 3.4. Секція шарошкового долота з герметизованою опорою

Один з кулькових підшипників, що виконує роль замка й утримує шарошку на цапфі, називається замковим. Він сприймає як радіальні, так і осьові навантаження. При зборці долота опора заповнюється консистентним графітовим

змащенням. У процесі буріння це змащення вимивається промивальною рідиною, в опору проникає шлам, і вона швидко зношується. Таким чином, опора долота являє собою уразливий вузол, недостатня працездатність якого часто обмежує тривалість роботи долота на вибої. Для усунення цього недоліку розроблені шарошкові долота з герметизованою опорою, що наповнена мастилом (рис. 3.4). У результаті ресурс таких доліт підвищився в кілька разів [21].

Такі долота відрізняються наявністю пристроїв для подачі мастила 3 і герметизації 7, а також системи каналів 5, 6, 9 і зазорів 8 для підведення мастила до елементів шарошки в процесі буріння. Мастило накопичується в резервуарі-лубрикаторі 4, який розташований в лапі 1 і подається в змащувальні канали 5 під дією пружного діафрагменого ковпачкового компенсатора 3, який деформується при перепаді тисків, що діє з боку промивальної рідини, що проникає через отвори в кришці 2, або ж з боку мастила.

У залежності від схеми опори, долота мають у шифрі наступні букви:

В – опора складається тільки з підшипників кочення (РШР, РШШ тощо);

Н – опора має у своєму складі один підшипник ковзання (РШС, ШШС);

А – опора має у своєму складі два підшипники ковзання (СШС);

У доліт з герметизованою опорою наприкінці шифру долота ставиться буква У (від слова "ущільнення").

Систематизація номенклатури доліт, які випускаються промисловістю доводить, що найпоширенішим варіантом опори шарошкового інструменту є варіант, виконаний за схемою РШС. Цей варіант означають літерою Н. Долота з кінцевим вузлом ковзання можуть застосовуватися і при середньооборотному бурінні за допомогою гвинтових забійних двигунів і турбобурів при частоті обертання до 400 хв^{-1} .

Аналіз відробітку шарошкових доліт на підприємствах нафтогазової промисловості показує, що до 80% загальної кількості шарошкових доліт виходять з ладу в результаті зносу їх опор, тобто стійкість шарошкових доліт нині визначається головним чином стійкістю їх опор [9, 22].

При розробці принципів схем компоновок підшипникових систем опор шарошкових доліт вихідним пунктом є врахування досвіду експлуатації породурійнівного інструменту. Існуючі системи опор в багатьох випадках не спроможні виконати свої функції із забезпечення надійності та довговічності роботи. Модернізація систем опор повинна бути спрямована на максимальне виключення, насамперед, тих вад підшипникових систем, які визначаються їх конструктивними особливостями.

Відома обставина, про те, що стійкість опори шарошкових доліт значно нижче за нормальну довговічність тих схем підшипникових вузлів, які застосовуються в загальному машинобудуванні, а це, в переважній більшості випадків, не враховується при конструюванні та виготовленні доліт. Підбір матеріалів для виготовлення підшипникових вузлів повинен базуватися на максимальному врахуванні забійних умов роботи доліт.

У зв'язку з позначеними умовами на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» було поставлено завдання удосконалення та модернізації систем опор шарошкових доліт з максимальним урахуванням особливостей роботи доліт в забійних умовах [23].

Особливий клас опор в машинобудуванні займають так звані гідростатичні підшипники, які мають певні експлуатаційні переваги в порівнянні з іншими типами підшипників [24]. Найважливішою перевагою їх є висока вантажопідйомність і мала величина тертя в широкому діапазоні швидкостей, включаючи нульову. Проте внаслідок мізерності відомостей по проектуванню і дослідженню гідростатичних підшипників вони в техніці буріння ще не знайшли застосування.

У загальному випадку гідростатичний підшипник складається з наступних елементів - рухливої частини, що носить назву "п'яти" і підп'ятника, зазвичай нерухомого. П'ята може не лише переміщатися відносно підп'ятника, але і залишатися нерухомою.

Основними частинами гідростатичного підп'ятника є камера, отвір для підведення мастила і опорна поверхня. В більшості випадків п'ята плоска і ві-

докремлена від підп'ятника суцільною плівкою мастила, що знаходиться під тиском. Відстань між ними визначає товщину масляної плівки.

Гідростатичні підп'ятники можуть мати геометричну форму: плоску, циліндричну, конічну або сферичну, але форма п'яти завжди повинна відповідати формі підп'ятника. Потік мастила спрямований з камери по опорній поверхні підп'ятника до його периферичної частини, звідки потім відводиться. Щоб проміжок між обома частинами гідростатичного підп'ятника залишався постійним, кількість рідини, витікаючої з підп'ятника, повинна увесь час дорівнювати кількості рідини, що поступає в нього.

Гідростатичні підшипники можуть бути застосовані майже в будь-якій конструкції. Для подачі чистого мастила належної в'язкості необхідно передбачити високоякісну фільтрацію його і, якщо необхідно, охолодження або підігрівання. Несправність в системі подачі мастила може вивести підшипник з ладу. Щоб запобігти цьому, передбачається паралельна система подачі мастила.

Гідростатичні підшипники мають переваги, яких не має жоден інший тип підшипників, а саме:

1. Висока вантажопідйомність, при будь-яких швидкостях.
2. Відсутність сухого або граничного тертя при запуску і малі втрати на тертя при роботі підшипника.
3. Довговічність гідростатичного підшипника залежить тільки від довговічності системи змащення, оскільки немає контакту між металевими частинами підшипника при будь-якій робочій швидкості і при будь-якому навантаженні.
4. Можливість заздалегідь проаналізувати і розрахувати характеристики навантажень, втрати від в'язкого тертя, температурний режим і жорсткість конструкції підшипника.

Головною перевагою гідростатичних підшипників є їх здатність витримувати виключно великі навантаження [25].

Роботу гідростатичного підп'ятника можна проаналізувати, розглядаючи його, як деякий гідравлічний опір в системі.

Подальшим розвитком техніки конструювання та впровадження в бурову справу засад створення гідростатичних підшипників стало запропоноване кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» технічне рішення зі створення опори долота за принципом гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання (рис. 3.5) [26].



Рисунок 3.5. Схема роботи плаваючого вкладиша підшипника ковзання

Вертикальне переміщення робочих елементів вгору викликає певне скорочення об'ємів нижньої порожнини і збільшення верхньої. Відповідно до вказаного, в нижній порожнині газ в масляному середовищі розчиняються, а у верхній - виділяються, що сприяє безперешкодному переміщенню робочих елементів вгору. Коефіцієнт стискування середовища, що заповнює порожнини вкладишів підшипників ковзання повинен в обов'язковому порядку корелюватися з механічними характеристиками - твердістю або категорією по буримості порід. Вказані характеристики можуть бути визначені за ДСТУ 12288 або методом ЦНДГРІ. Процеси, що відбуваються в порожнинах вкладишів, є оборотними.



Рисунок 3.6. Схема роботи гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання

Надійність опори долота (рис. 3.6), виконаної за принципом гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання, багато в чому буде визнача-

тися режимом роботи його головного елемента - маслогазонаповнених вкладишів, принцип функціонування яких засновано на процесах фізичної взаємодії в системі «масло - газ».

Зазвичай для приводу гірничих машин застосовують індустріальні масла 20 і 45 [27]. Замінниками служать масло індустріальне 30 і інші рідини. Ділянка робочих температур гідроприводу гірських машин знаходиться в межах від 0 до +90°C. За деяких умов експлуатації може виникнути необхідність забезпечення надійної роботи агрегатів при нижчих або вищих температурах. Вибір робочої рідини повинен враховувати призначення гідросистеми і конструкції вузлів, що входять в гідропривід, а також величину робочих тисків і їх перепад. При виборі робочої рідини або при її заміні на іншу необхідно враховувати зміну в'язкості залежно від зміни температури, а також величини тиску і перепаду тисків. Основна вимога до робочої рідини, яка буде використана в підшипниковому вузлі зводиться до повного усунення або незначної зміни в процесі експлуатації її хімічних, фізичних і інших параметрів. Основні технічні умови на індустріальні масла визначаються за ДСТУ 1707 (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Основні технічні умови на робочі рідини для підшипникових вузлів

Найменування робочої рідини	В'язкість при + 50°C		Питома вага, г/см ³	Температура спалаху, град	Температура застигання, град
	Кінематична, сСт	В умовних градусах			
Індустріальне 12	10 - 14	1,86 - 2,26	0,876 - 0,891	165	-30
Індустріальне 20	17 - 23	2,60 - 3,31	0,881 - 0,901	170	-20
Індустріальне 30	7 - 33	3,81 - 4,59	0,886 - 0,916	180	-15
Індустріальне 45	38 - 52	5,24 - 7,07	0,89 - 0,93	190	-10
Індустріальне 50	42 - 58	5,76 - 7,86	0,89 - 0,93	200	-20
Веретенне АУ	12 - 14	2,05 - 2,26	0,888 - 0,896	163	-45
АМГ- 10	10,17	-	0,851	92	-70

Залежність кінематичного коефіцієнта в'язкості масел в інтервалі робочих температур рекомендується визначати по формулі

$$v_t = v_{50} \left(\frac{50}{t}\right)^{kn}, \quad (3.1)$$

де v_{50} – в'язкість даного масла при $+50^\circ\text{C}$; t° – температура, за якої потрібно визначити в'язкість даного масла, град.; k – коефіцієнт корективки показника n , залежного від в'язкості даного масла γ (табл. 3.2).

Таблиця 3.2

Коефіцієнти показників в'язкості масел в інтервалі робочих температур

В'язкість даного масла v_{50} , сСт	5	10	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Показник n	1,4	1,73	1,88	2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,55	2,6	2,65	2,72

Значення коефіцієнта k в залежності від температури наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Значення коефіцієнта k в залежності від температури

Температура даного масла, $t^\circ\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120
Коефіцієнт k	0,705	0,78	0,855	0,925	1	1	1	1	1	1	0,97

В'язкість масел помітно підвищується при тисках вище за значення 100 кГс/см^2 . Залежність в'язкості від тиску можна визначити за виразом

$$v_p = (1 + 0,01P)v \quad (3.2)$$

де v_p – кінематична в'язкість при тиску P , $\text{см}^2/\text{с}$; v – кінематична в'язкість при нормальному тиску, $\text{см}^2/\text{с}$; P – надлишковий тиск, кГс/см^2 .

При роботі на високих тисках $160 - 400 \text{ кГс/см}^2$ необхідно враховувати стисливість робочої рідини. Зменшення об'єму робочої рідини при підвищенні тиску можна визначити по формулі

$$\Delta Q_{cm} = Q \frac{\Delta P}{E_m} \quad (3.3)$$

де ΔQ_{cm} – зменшення об'єму робочої рідини, см^3 ; Q – вихідний об'єм, см^3 ; ΔP – перепад тиску, кГс/см^2 ; E_m – об'ємний модуль пружності робочої рідини, кГс/см^2 .

З підвищенням температури об'єм робочої рідини збільшується за залежністю

$$\Delta Q_t = \beta_t Q \Delta t, \quad (3.4)$$

де ΔQ_t – збільшення об'єму, см^3 ; Q – вихідний об'єм, см^3 ; Δt – перепад температури, град.; $\beta_t \approx 10^{-3}$, $1/^\circ\text{C}$.

Масла індустриальні 20, 45 і інші можуть у найбільшому ступені розчиняти повітря та деякі інші гази. При нормальній температурі і тиску в маслах може знаходитися до 8% розчиненого повітря. Із збільшенням тиску розчинність повітря збільшується. Ця залежність виражена емпіричною формулою

$$Q_b = 0,1Q_m\Delta P \quad (3.5)$$

де Q_m - об'єм масла; Q_b - об'єм розчиненого в маслі повітря, віднесений до атмосферного тиску і нульової температури.

Кількість рідини, яку необхідно подати в камеру вкладиша підшипника (рис. 3.6) для того, щоб підвищити в ній тиск на dp може бути визначена

$$dQ = Q_0 \left(\frac{1}{E_s} + \varepsilon' \right) dp, \quad (3.6)$$

де E_s – модуль пружності рідини, $\text{кг}/\text{см}^2$; ε' - коефіцієнт, що враховує пружну деформацію камери підшипникового вузлу; Q_0 – об'єм рідини в камері у кінці циклу наповнення, см^3 .

На рис. 3.7 - 3.8 наведено дані щодо визначення та порівняння термінів роботи підшипникового вузлу долота в залежності від значень режимних параметрів та виду конструктивних матеріалів вкладишу підшипника [28].

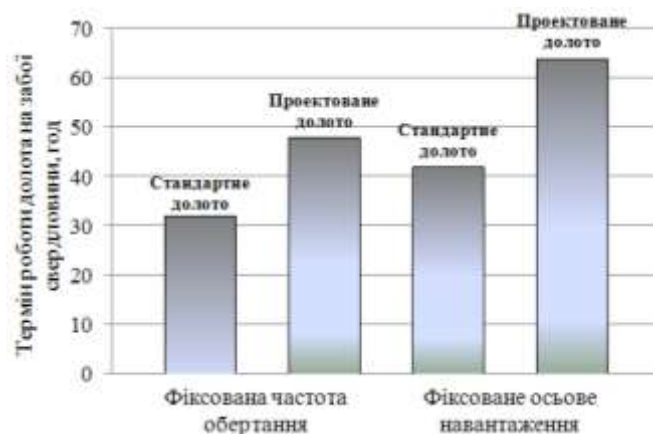


Рисунок 3.7. Залежність терміну роботи долота на заборі від значень режимних параметрів

З даних рис. 3.7 випливає, що застосування проектного типу опори долота дозволить практично в 1,5 рази збільшити термін роботи долота на заборі; дослідження проводилися в ідентичних умовах буріння (породи від м'яких

до середньо твердості). Крім того, основним чинником, що впливає на термін роботи підшипникового вузлу, є частота обертання долота, яка визначає ступінь зносу контактних поверхонь підшипника.



Рисунок 3.8. Залежність терміну роботи долота на забої від типу матеріалу для виготовлення вкладишу підшипника

З даних рис. 3.8 випливає, що найбільш раціональними з точки зору створення прийнятних показників терміну роботи вкладишів проектного підшипника є матеріал для їх виготовлення на основі поліамідних або поліетерних компонентів [29].

Розділ 4. Охорона праці

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [30].

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

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

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

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

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

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

Спуско-підйомні операції (СПО)

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

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

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

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

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

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

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

Бурова бригада щозміни повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакблока, 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 унеможливити розгойдування талевої системи.

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

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

Бурові розчини

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого на-

вантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 - для роторного буріння; 1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

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

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

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

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

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

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

Розділ 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 [31].

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

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

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

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

Під час спорудження свердловини відбувається часткове забруднення атмосферного повітря. 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 електродіалків, 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 екс-

плуатаційних, 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 пожежогашіння.

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.

Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Основними керівними документами, на підставі яких здійснюється весь комплекс споруджувальних робіт, є геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт і інструктивно-технологічна карта; зазначені документи бурова бригада отримує перед початком будівництва свердловини [9, 32].

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

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

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

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона складається з трьох частин: режимно-технологічної, інструктивної і оперативного графіка будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад і вахт, які добилися найбільш високих показників при бурінні свердловин на цій площі або при виконанні окремих видів робіт (наприклад, по спуску і підйому бурильних колон і

тому подібне). У режимно-технологічній частині поміщають рекомендації з вибору типорозміру доліт, забійних двигунів, параметрів режиму буріння і властивостей промивальних рідин, при використанні яких можуть бути досягнуті найбільш високі показники буріння.

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

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

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

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

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

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

Функціональними завданнями системи організації нафтогазовидобувних робіт (НГВР) є наступні [4, 9]: ефективне виконання планованих робіт; забезпечення високих темпів росту видобутку нафти і газу; підготовка нафти і газу у відповідності зі встановленими технічними вимогами; підвищення ефективності всього виробництва шляхом раціональної розробки нафтогазових родовищ у відповідності із затвердженими проектами (технологічними схемами), всебічне покращення використання експлуатаційного фонду свердловин; удосконалення технології видобування нафти; підвищення продуктивності праці; дотримання вимог з охорони надр і захисту довкілля; керівництво підвідомчими підприємствами і організаціями та забезпечення їх рентабельної роботи.

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

Серед основних функцій системи організації НГВР є оперативне забезпечення виробничих підрозділів буровим обладнанням, інструментом і матеріалами (централізоване, за прямими договорами і т. п.). Виходячи з необхідного парку бурового обладнання і фактичної наявності з урахуванням типів визначається необхідна кількість бурових установок. Складається специфікація потрібного бурового і допоміжного інструменту, малоцінного інвентарю і визначається

ся додаткова потреба на планований обсяг робіт. При цьому мається на увазі, що бурові установки вже працювали раніше і укомплектовані у відповідності до специфікації. В специфікації необхідно вказувати тільки ті інструменти, які необхідні для буріння в даних умовах. Потрібно приводити позначку (марку) інструменту і його розмір.

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

Висновки

1. Розробка Малодівницького тектоніко-екранованого нафтового родовища (Чернігівська обл.), геологічний розріз якого представлений потужними товщами осадових порід, є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України, що покликаний створювати умови забезпечення: енергоносіями промисловість і побутові потреби; працевлаштування місцевого населення.

2. Розроблені в технічному проекті спорудження свердловин техніко-технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних і проникних 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 устя 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 нафтогазопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти та герметизацію устя противикидним обладнанням.

7. В проекті розглянуті питання приготування та очистки промивальної рідини, гідравлічного розрахунку промивання свердловини.

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

Перелік посилань

1. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
2. Звіт про науково-дослідні роботи «Корективи показників розробки Малодівицького родовища»: звіт / НДПІ ПАТ «Укрнафта». - Івано-Франківськ, 2013. – 58 с.
3. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
4. 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.
5. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
6. 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.
7. 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.
8. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
10. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
11. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
12. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. – М.: Недра, 1989. – 430 с.

13. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
15. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 490 с.
16. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
17. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
18. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
19. Мокшин А.С., Владиславлев Ю.А., Комм Э.Л. Шарошечные долота. М.: Недра, 1971. – 216 с.
20. Палий П.А. Буровые долота. Справочник / Палий П.А., Корнеев К.Е. – М.: Недра, 1971. – 175 с.
21. Долговечность шарошечных долот // Н.А. Жидовцев, В.Я. Кершенбаум, Э.Г. Гинзбург и др. – М.: Недра, 1992. – 266 с. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
22. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
23. Игнатов А.А., Герасименко Н.В. Особенности исполнения узла опоры рабочего органа дискового долота // Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Наукова весна 2012». – Дніпропетровськ: РВК НГУ, 2012. – С. 23 - 24.
24. Риппел Г. Проектирование гидростатических подшипников. М.: Машиностроение, 1967. - 136 с.
25. Тодер И.А. и др. Гидродинамические опоры прокатных валков / И.А. Тодер, Н.В. Кудрявцев, А.А. Рязанов и др. М.: Metallurgiya, 1968. - 400 с.

26. Пат. 102284 № а201109025 Україна, МПК Е21В 10/42. Бурове долото / А.О. Ігнатов, М.В. Герасименко. – Заявл. 19.07.2011; Опубл. 25.06.2013; Бюл. № 12.
27. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М.: Недра, 1991. – 331 с.
28. Кудрявцев В.Н. Детали машин Учебник. – Л.: Машиностроение, 1980. – 464 с.
29. Технология резиновых изделий: Учеб. пособие для ВУЗов / Ю.О. Аверко-Антонович, Р.Я. Омельченко, Н.А. Охотина, Ю.Р. Эбич / Под ред. П.А. Кирпичникова. – Л.: Химия, 1991. – 352 с.
30. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
31. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
32. Лесюк О.І. Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс / О.І. Лесюк – Івано-Франківськ: Місто НВ. – 1999. – 507 с.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.20.08.ПЗ	Пояснювальна записка	86	
5					
6		НГІБ.КР.20.08.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	

ДОДАТОК Б

ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка технології буріння свердловин для умов Малодівицького нафтового родовища з удосконаленням систем опор шарошкових доліт» студента групи 185М-19з-1 ГРФ, Шипунова Сергія Олександровича

1. Метою кваліфікаційної роботи є оволодіння методами самостійного рішення інженерних задач, обробка й узагальнення результатів дослідження шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань та умінь.
2. Розробка Малодівицького нафтового родовища (Чернігівська обл.), геологічний розріз якого представлений потужними товщами осадових порід, є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України, що покликаний створювати умови забезпечення: енергоносіями промисловість і побутові потреби; працевлаштування місцевого населення.
3. Тема роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології».
4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», зокрема в розділі удосконалення технології спорудження нафтових і газових свердловин та організаційної діяльності у відповідності до вимог сучасного виробництва та конкурентоспроможної економіки.
5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: розроблено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на показниках підвищення механічної швидкості і ступеню безпечності виконання бурових робіт при розробці нафтового родовища; запропоновано модернізовану конструкцію опори шарошкового долота.
6. Роботу виконано із застосуванням, зокрема, пакетів прикладних програм Excel, Mathcad, Компас 3D.
7. Відповідність оформлення кваліфікаційної роботи стандартам задовільна.
8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.
9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (92 бали).
10. Недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,
доц. кафедри НГІБ

_____ А.О. Ігнатів