

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Бови Микити Ігоровича

(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-2 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 розвідувально-експлуатаційних нафто-газових свердловин для умов Щиглівської площі Харківської області

(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 04 » травня 2021 року.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Бові Микиті Ігоровичу академічної групи 185-18ск-2 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 розвідувально-експлуатаційних нафтогазових свердловин для умов Щиглівської площі Харківської області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021 р.

№ 273-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Гірничо-геологічна та тектонічна характеристика ділянки проведення геолого-бурових робіт. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Щиглівського блоку Скворцівської антиклінальної зони з урахуванням петрографічних і механічних властивостей порід-колекторів.	02.06.21 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	04.06.21 р.

Завдання видано Коровяка Є.А.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 08.06.2021 р.Прийнято до виконання Бова М.І.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 78 с., 9 рис., 9 табл., 2 додатки, 34 джерела.

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

Сфера застосування розробки – буріння нафтогазових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Щиглівської перспективної площі (Харківська обл.).

Мета роботи – підвищення та забезпечення сталості техніко-економічних показників проведення свердловини і ступеню безпечності виконання бурових робіт при геологічній розробці Щиглівського блоку Скворцівської антиклінальної зони.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано прогресивну технологію спорудження свердловини, призначенням якої є пошук і експлуатація покладів нафти і газу у відкладах візейського ярусу та розущільнених утвореннях кристалічного фундаменту, що базується на вдосконалених режимних параметрах та циклі виконання свердловинних та допоміжних робіт. Для запобігання інтенсивних газопроявлень розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти. Всі технологічні рішення ґрунтуються на даних щодо геологічного розрізу, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту.

Практичні результати – створено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на прогресивних техніко-економічних показниках та спирається на фізико-механічні параметри гірського масиву і порід-колекторів.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення ефективності проводки свердловини та ступеню безпечності виконання бурових робіт за рахунок вдосконалення параметрів та технології виконання відповідних операцій.

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.....	9
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	16
Розділ 2 Техніко-технологічна частина.....	22
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	22
2.2 Вибір способу буріння.....	27
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	30
2.4 Вибір бурильної колони.....	34
2.5 Вибір режимів буріння.....	39
2.6 Усунення ускладнень при бурінні.....	52
2.7 Вибір бурового обладнання та вибійних двигунів.....	56
Розділ 3 Охорона праці.....	61
Розділ 4 Охорона навколишнього середовища.....	68
ВИСНОВКИ.....	73
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	74
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	77
ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	78

ВСТУП

Найголовнішим напрямком сучасної стратегії розвитку видобувної промисловості нашої держави є підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт, освоєння нових і нетрадиційних родовищ вуглеводневої сировини, розбурювання і експлуатація морських покладів, нарощування потужностей підземного зберігання газу.

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

Вирішення проблематики приросту запасів нафти, газу і газоконденсату, що залягають в складних термобаричних і гірничо-геологічних умовах, освоєння нових покладів і підвищення коефіцієнта витягання вуглеводнів з виснажених родовищ, неможливо без нарощування об'ємів розвідувального і експлуатаційного буріння.

Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр як основного джерела енергетичної сировини (вугілля Донбасу, газ Шебелинки, нафта Прикарпаття і Дніпровсько-Донецької западини). Саме тому інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на усі види енергетичної сировини є вельми необхідною задачею.

Більшість запасів нафти і природного газу на території нашої країни знаходиться у так званих комплексних родовищах. За генетичним типом вони поділяються на газоконденсатні, газові, нафтогазоконденсатні, нафтові, газонафтові й нафтогазові, газоконденсатнонафтові. Зазначені родовища знаходяться у трьох нафтогазоносних регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область), Західному (Волино-Подільська, Передкарпатська, Закарпатська нафтогазоносні області) та Південному.

Проте, подальший, підкреслимо – інноваційний, розвиток бурових робіт вимагає розробки і впровадження новітніх технологій і технічних засобів, що забезпечують підвищення якості будівництва свердловин та їх експлуатаційної надійності.

Одним з насущних питань розвитку розглядуваної галузі є підвищення ефективності будівництва глибоких і надглибоких свердловин, а саме: істотне поліпшення інформативності бурових робіт; вдосконалення технічного і технологічного забезпечення процесу буріння; скорочення витрат на боротьбу з ускладненнями, допоміжні і ремонтні роботи; забезпечення проектової якості розкриття і надійного кріплення свердловин в складних гірничо-геологічних умовах.

Ефективність проведення науково-промислових робіт з удосконалення техніко-технологічного супроводження розвідувального і експлуатаційного буріння, визначається цілим рядом природних і організаційних чинників. Доцільність впровадження розроблених методів, технологій і устаткування в промислову практику диктується комплексом переваг, що є факторами прояву економічної ефективності.

При впровадженні інноваційних методів, прийомів, технологій і устаткування, факторами прояву ефективності, насамперед, є: скорочення витрат часу і економія матеріалів в ускладнених інтервалах споруджуваних свердловин; попередження поглинань промивальних і спеціальних рідин, флюїдопроявлень і міжколонних перетікань; підвищення довговічності і експлуатаційної надійності свердловин, як каналу витягання корисної копалини; максимально можливе, при сучасному рівні розвитку техніки і технологій, збереження природної проникності привибійної зони пласта; збільшення продуктивності свердловин.

З огляду на викладене, в роботі представлено геолого-технічний проект спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Щиглівського блоку Скворцівської антиклінальної зони, призначенням якої є пошук і експлуатація покладів нафти і газу у відкладах візейського ярусу та розущільнених утвореннях кристалічного фундаменту.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Проектована ділянка робіт – Щиглівська площа розташована в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на північно-західному продовженні Скворцівської антиклінальної зони, де встановлена промислова нафтогазоносність [1]. По відбиваючому горизонту $V_{B2-п}$ верхньовізейського під'ярусу, Щиглівська площа включає два взаємозв'язаних структурних елементи – Щиглівський і Кенігський. Введена в пошукове буріння Щиглівська площа в 2000 р. свердловиною № 2/02, закладеною в найбільш оптимальних умовах Щиглівського блоку, з метою пошуків покладів нафти і газу у відкладах візейського ярусу та розущільнених утвореннях кристалічного фундаменту.

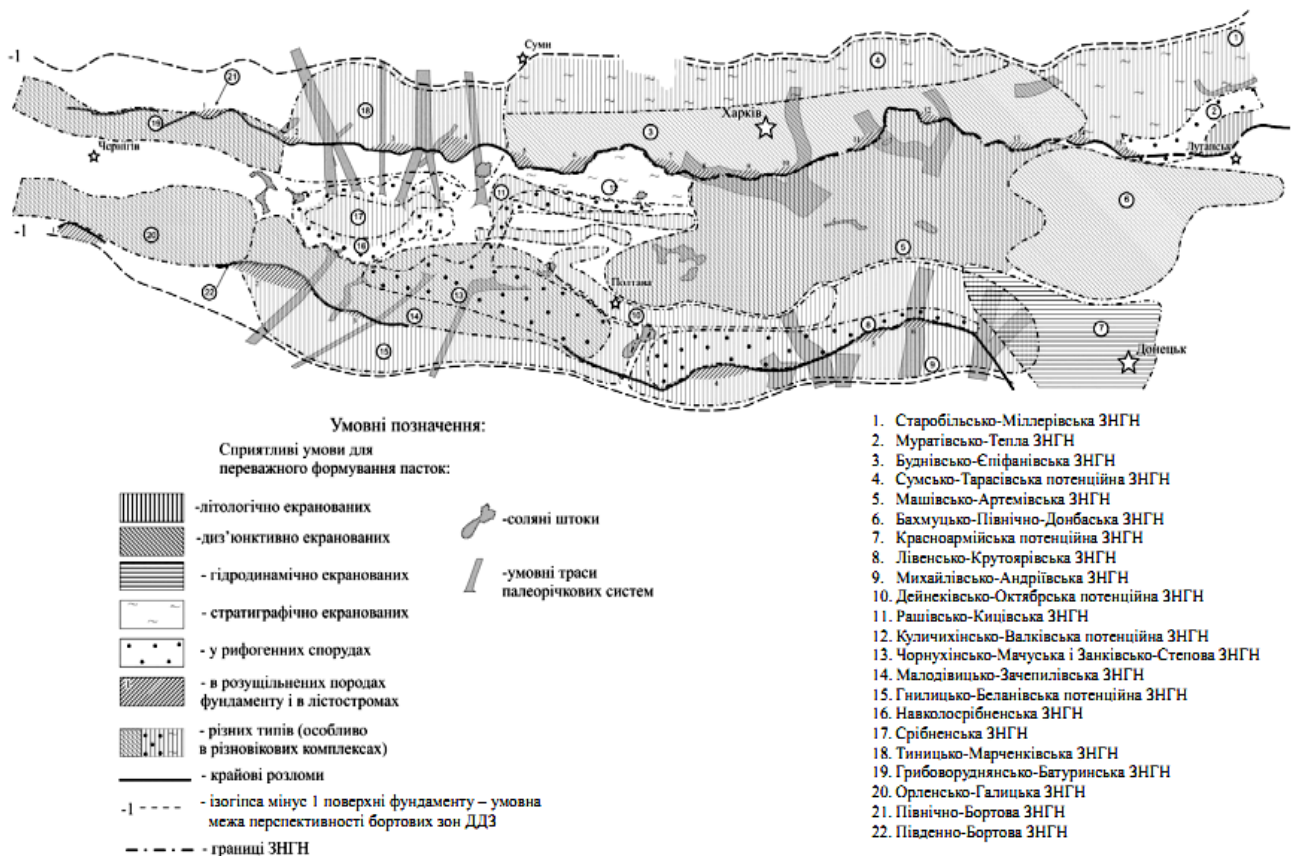


Рисунок 1.1. Карта поширення і прогнозу зони нафтогазонакопичення (ЗНГН) ДДЗ

ДДЗ характеризується достатньо високим ступенем вивченості. Практично всі зони нафтогазонакопичення (ЗНГН) валоподібних структурних елементів

ДДЗ вже отримали оцінку щодо їх промислової нафтогазоносності. Наразі стоїть питання про новий етап пошуково-розвідувальних робіт, пов'язаний із виявленням покладів і родовищ в пастках, розташованих на значних глибинах, а також в пастках, пов'язаних з малоамплітудними підняттями (рис. 1.1) [2].

В адміністративному відношенні Щиглівська площа розташована на території Харківської області у Богодухівському районі. Найближчими населеними пунктами є села: с. Миролобівка, Першотравневе, Первухінка, Гути, Хрущова. Районний центр і найближча залізнична станція знаходиться на відстані 6 км в м. Богодухів (рис. 1.2) [3].

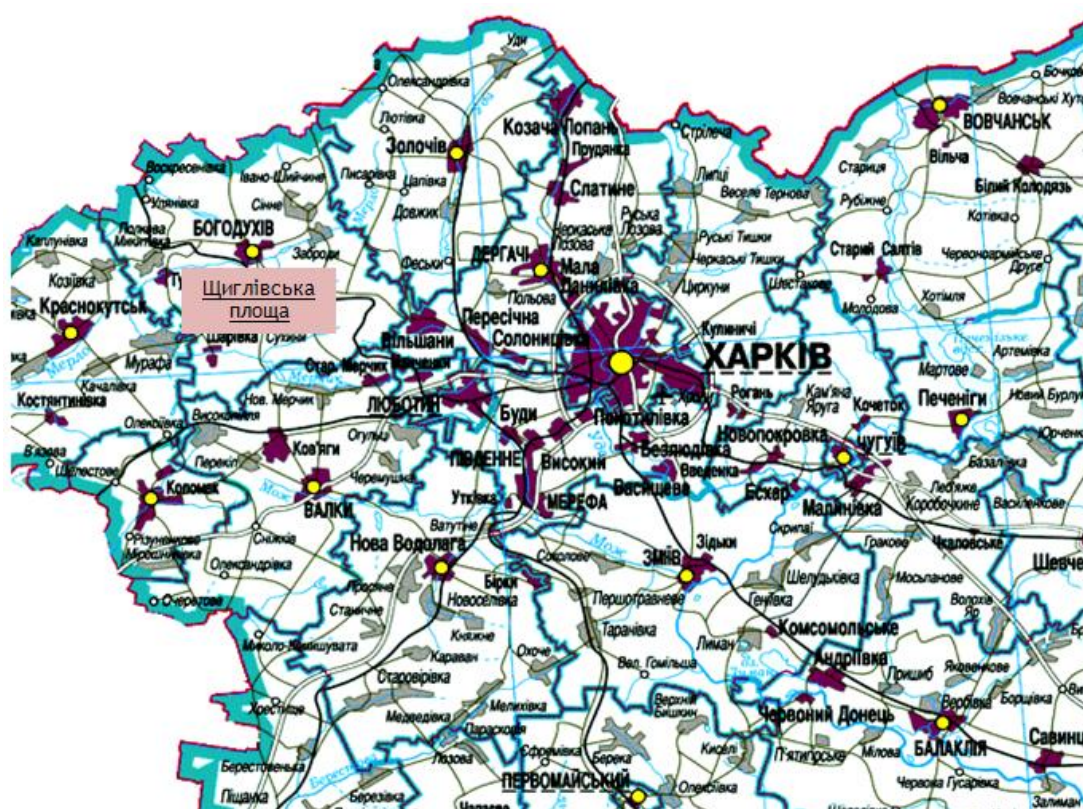


Рисунок 1.2. Оглядова карта району проектних бурових робіт (Щиглівська площа)

Рельєф місцевості являє собою горбисту рівнину в заплаві ріки Мерчик, заболоченої і ускладненої густою сіткою ярів та балок [4].

Видобування технічної і питної води здійснюється з водоносних горизонтів до глибини 100 м.

Максимальні відмітки поверхні місцевості досягають більше 200 м на водороздільних ділянках, мінімальні в заплаві річки змінюються від 140 до 150 м.

Клімат району помірно-континентальний, з середньорічною температурою $+ 6^{\circ}\text{C}$. Температура повітря на протязі року коливається від найнижчої мінус $30 - 31^{\circ}\text{C}$ в січні, до самої високої - $+ 30 - 36^{\circ}\text{C}$ в липні.

Глибина промерзання ґрунту $0,8 - 1,2$ м, інколи до $1,5$ м. Середньорічна кількість опадів – $470 - 510$ мм.

Періоди осіннього та весняного бездоріжжя припадають на жовтень - листопад і березень - квітень.

Район густо заселений, в економічному відношенні – сільськогосподарський. Населення зайняте в землеробстві, тваринництві, а також на підприємствах місцевого значення.

З корисних копалин добуваються газ, газовий конденсат, нафта на суміжних з площею родовищах: Козіївське, Сахалінське, Качалівське, Краснокутське, Юліївське, Скворцівське, а також будівельні матеріали (глина, пісок), торф [5].

1.2 Геологічна характеристика району робіт

В геологічній будові Щиглівської площі приймають участь палеозойські, мезозойські і кайнозойські осадові відклади, які залягають на розмитій поверхні кристалічного фундаменту, що притаманно для більшої частини північного борту ДДЗ [6].

Протерозойська ератема (PR)

Породи докембрійського фундаменту представлені граніто-гнейсами сірими, світло-сірими, амфіболовими, біотитовими, польовошпатово-кварцовими від дрібно- до крупнокристалічних. В керні спостерігаються, в основному, вертикальні та субвертикальні тріщини, які виповнені зеленоколірним хлоритом, кальцитом, сажистими примазками чорної рудної речовини; в поодиноких випадках зустрічаються – косошаруваті (до 60°), що спричинено чергуванням більш світлих асоціацій кварцу і польового шпату і темних – амфіболу, біотиту.

На основі вивчення геолого-геофізичного матеріалу, на північному борту ДДЗ породи фундаменту за ступенем розуцільнення, пористості та проникності

підрозділяються зверху вниз на такі інтервали [7]: зона вивітрювання порід фундаменту, що має непостійну товщину, в якій виділяється кора вивітрювання та 10 - 20-метрова пачка глинистих порід або верхня ущільнена її частина – так звана перехідна зона; зона підвищеної тріщинуватості, розвинена в середині порід фундаменту з товщиною до 100 - 150 м; зона розущільнення (дроблення), розміщується нижче попередньої і має товщину 60 - 100 м. Нижня границя останньої зони визначається положенням сейсмічного відбиваючого горизонту, приуроченого до ущільненої частини фундаменту.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена кам'яновугільною системою.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільні відклади в межах Щиглівської площі виділяються в обсязі нижнього, середнього та верхнього відділів.

Нижній відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільні відклади на площі представлені верхньовізейським під'ярусом та серпуховським ярусом.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Верхньовізейські відклади залягають на розмитій поверхні кристалічного фундаменту (кора вивітрювання) і представлені в обсязі мікрофауністичних горизонтів. Загальна товщина під'ярсусу 190 м.

Нижня границя горизонтів приурочена до перериву в осадконакопиченні. Горизонт висвітлений керном в обсязі до 45%, за даними якого спостерігається ритмічне шарування аргілітів, алевролітів, вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних тонкошаруваті, часто переходять у вапняк, алевроліт, утворюючи ритміти. Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті органогенно-детритові, дрібнозернисті, міцні, з розтинаючими тріщинами, виповненими вуглеводнями та кальцитом, з включеннями органічних решток. Алевроліти світло-сірі, кварцові, вуглисті, слабослюдисті. За даними інтерпретації промислово-геофізичних досліджень в розрізі даного горизонту виділяються пласти пісковиків товщиною до 6 м. Пісковики сірі, дрібнозернисті, з карбонатним цементом, міцні, з включеннями вуглистого

детриту. В розрізі виділяються перспективні горизонти В-20, В-18-19. Пісковики і алевроліти переважають в пачках В-14, В-15, вапняки, в основному, складають літологічну пачку В-16.

Серпуховський ярус (C_{1s})

В складі ярусу виділяються нижній і верхній під'яруси, між якими встановлена регіональна стратиграфічна неузгодженість.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Відклади згідно залягають на верхньовізейських утвореннях і складені переважно аргілітами та алевролітами з малопотужними прошарками пісковиків і вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, місцями з дзеркалами ковзання, алевритисті, шаруваті. Алевроліти темно-сірі і світло-сірі, щільні, бітумінозно-слюдисті. Пісковики сірі і світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, щільні. Вапняки сірі мікрозернисті, доломітизовані, щільні. Літологічні пачки корелюються нечітко, границі їх розпливчаті. Виділяються групи пачок С-20-21 і С-22-23. Товщина нижньосерпуховських відкладів – 146 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

На площі розріз представлений декількома мікрофауністичними горизонтами, охарактеризованими керном тільки в покрівельній частині, розчленований на літологічні пачки за співставленням із сусідніми площами. В зв'язку з літологічним заміщенням, виділення продуктивних пачок є досить умовним.

Мікрофауністичні горизонти в нижній частині складаються переважно з пісковиків та вапняків, у верхній – аргілітів та алевролітів. Пісковики сірі, світло-сірі, дрібно-середньозернисті, поліміктові. Вапняки сірі, темно-сірі, доломітизовані, масивні. Аргіліти темно-сірі, шаруваті, з вуглистою речовиною. Алевроліти темно-сірі, тонкошаруваті, слабослюдисті, щільні.

Середній відділ (C₂)

Представлений башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2в})

Башкирські відклади на площі представлені в обсязі декількох світ, проте охарактеризована керном тільки світа C₁⁵, яка незгідно залягає на розмитій пок-

рівлі верхньосерпуховських утворень; вона представлена пластами вапняків, аргілітів з прошарками алевролітів та пісковиків, згрупованими в літологічну пачку Б-11-12. Вапняки сірі до темно-сірих з жовтувато-бурым відтінком, глинисті, дрібнозернисті, інколи тріщинуваті, з численними залишками органіки: форамініфер, криноїдей, остракод, водоростей, гідрактиній, моховаток та ін. Аргіліти від світло- до темно-сірих, місцями алевритисті, слюдисті, карбонатні, легко розколюються на пластини. Алевроліти від світло- до темно-сірих, місцями алевритисті, слюдисті, карбонатні, легко розколюються на пластини. Алевроліти світло-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, слюдисті, глинисті, середньої міцності, крихкі. Пісковики світло-сірі з зеленуватим відтінком тонко- і дрібнозернисті, слюдисті, міцні.

Світа C_2^1 складена переважно вапняками з прошарками аргілітів, об'єднаними в літологічну пачку Б-10.

Світа C_2^2 літологічно представлена аргілітами, вапняками та пісковиками, які об'єднуються в літологічні пачки Б-9, Б-8.

Світи $C_2^3 + C_2^4$ складені піщано-глинистими породами, які групуються в літологічні пачки Б-7, Б-5-6, Б-3-4, Б-1-2. Товщина башкирського ярусу становить 402 м.

Московський ярус (C_2m)

Нижня границя ярусу проводиться по підосві об'єднаної літологічної пачки М-6-7, яка витримана по площі і добре простежується. В літологічному відношенні розріз складений перешаруванням аргілітів, пісковиків, алевролітів і малопотужних прошарків вапняків. Аргіліти сірі, темно-сірі, щільні, слюдисті, алевритисті, з нальотами вуглистої речовини. Пісковики сірі, світло-сірі, зеленувато-сірі, середньозернисті, слюдисто-кварцові, кварцові, з карбонатно-глинистим цементом. Алевроліти сірі і світло-сірі, зеленувато-сірі, місцями вапнисті, кварцово-слюдисті. Вапняки темно-сірі з буруватим і зеленуватим відтінками, приховано-кристалічні, місцями доломітизовані, міцні. В розрізі виділені літологічні пачки: М-6-7, М-5, М-4, М-2-3, М-1. Товщина ярусу складає – 303 м.

Верхній відділ (C₃)

В розрізі верхньокам'яновугільних відкладів виділяються світи: ісаївська, авіловська, араукаритова, які згідно залягають на середньокам'яновугільних утвореннях. Ісаївська світа представлена аргілітами темно-сірими, зеленувато-сірими, алевритистими, слюдистими, часто з плитчастою окремістю; пісковиками сірими і зеленувато-сірими, кварцовими, різнозернистими слюдистими, місцями конгломератовидними. В розрізі зустрічаються прошарки алевролітів сірих, слюдистих, ущільнених і вапняків темно-сірих, глинистих.

Мезозойська ератема (MZ)

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи зі стратиграфічною незгідністю залягають на розмитій поверхні верхнього карбону і розкриті на площі в обсязі піщано-глинистої, піщаної, піщано-карбонатної та глинистої товщ.

Піщано-глиниста товща. В нижній частині переважають глини строкаті, піщанисті, слюдисті, щільні, інколи з дзеркалами сковзання. Вище – пісковики зеленувато-сірі та цегляно-червоні, дрібно- і середньозернисті, кварцові, часом вапнисті. Товщина утворень – 20 м.

Піщана товща. Пісковики сірі, світло-сірі, зеленувато- і голубувато-сірі, різнозернисті, слюдисті, в основі розрізу товщі переходять в дрібногалечний поліміктовий конгломерат. Зрідка зустрічаються строкатобарвні глини. Потужність піщаної товщі – 72 м.

Піщано-карбонатна товща. Пісковики зеленувато-сірі, сургучно-червоні, дрібно- і середньозернисті, із стяжіннями вапняків. Глини строкатобарвні, піщані, щільні або грудкуваті, прошарками вапнисті. Потужність піщано-карбонатної товщі – 63 м.

Глиниста товща. Глини цегляно-червоні, коричневі, зеленувато-сірі з прошарками пісковиків сірих і коричневих, слюдисто-кварцових, різнозернистих. Потужність глинистої товщі – 29 м.

Загальна товщина тріасових утворень, розкритих на досліджуваній площі – 184 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади залягають незгідно на розмитій поверхні утворень тріасу і представлені середнім (байоський і батський яруси) та верхнім (келовейський, оксфордський і кімериджський яруси) відділами, складені сірокольоровою товщею. Перешарування глини піщано-алевритистих і пісковиків вапнистих середньої юри і верхньоюрськими строкатобарвними піщано-глинистими породами з пластами зеленувато-сірих вапняків. Товщина юрських відкладів на площі – 451 м.

Крейдова система (K)

Крейдові відклади незгідно залягають на верхньоюрських утвореннях і представлені нижнім і верхнім (сеноманський, туронський, кон'якський, сantonський, кампанський і маастрихтський яруси) відділами. Нижньокрейдові і сеноманські відклади складені переважаючими пачками пісків і пісковиків сірих, зеленувато-сірих, кварцово-глауконітових, середньо-крупнозернистих, які перешаровуються з темно-сірими, щільними глинами і малопотужними прошарками світло-сірого мергелю (сеноманський ярус). Вищезалягаючі верхньокрейдові утворення складені білою писальною крейдою з прошарками світло-сірого, іноді крейдоподібного, мергелю. Потужність крейдових відкладів – 749 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Відклади кайнозою представлені палеогеновою, неогеновою і четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади на площі представлені палеоценовим, еоценовим і олігоценним відділами.

Нижня частина розрізу (канівська і бучакська світи) літологічно складена пісками сірими, зеленувато-сірими, кварцово-глауконітовими, різнозернистими та глинами сірими піщанистими з прошарками мергелів.

Середня частина – київська світа – складена мергелями зеленувато-сірими, щільними, з фосфоритовими конкреціями, глинами світло-сірими та пісками зеленувато-сірими.

Верхня частина – харківська світа – представлена чергуванням пісків зеленувато-сірих, кварцово-глауконітових, дрібнозернистих, з прошарками зеленувато-сірих глин.

Неоген-четвертинні відклади представлені зеленувато-сірими щільними глинами, жовтувато-сірими пісками, червоно-бурими суглинками та ґрунтово-рослинним шаром.

Загальна потужність кайнозойських відкладів – 233 м.

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 [8].

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Розглядуваний район проєктованих геолого-бурових робіт – Щиглівська площа, згідно характеристикних даних [1, 9], є північно-західним продовженням Скворцівської антиклінальної зони і складається з Щиглівського і Кенігського блоків. На протязі геологорозвідувального процесу структура пройшла стадію виявлення і підготовки до пошукового буріння у відповідності з діючим положенням. Встановлення промислової нафтогазоносності на Скворцівській площі, наявність структурних умов для накопичення і збереження вуглеводнів на Щиглівській структурі створювали передумови для відкриття нових їх покладів у кам'яновугільних відкладах і утвореннях кристалічного фундаменту.

При виборі методики розміщення проєктних пошукових свердловин на площі враховувалися особливості її геологічної будови [10], розміри і форма окремих блоків, тип і передбачувані розміри очікуваних покладів вуглеводнів,

характер поверхневих умов, а також досвід проведення робіт на Скворцівській і Юлівській структурних зонах (рис. 1.3).

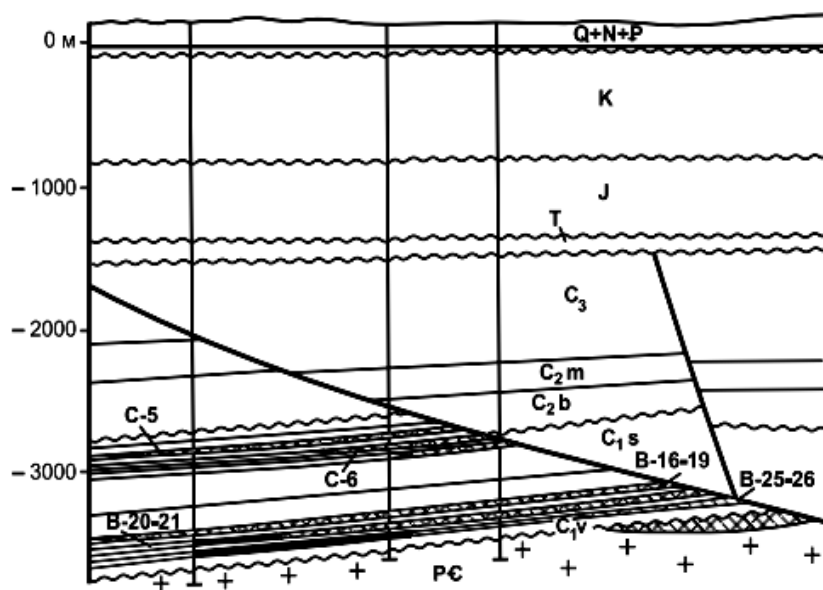


Рисунок 1.3. Прогнозний геологічний розріз Щиглівської структури

Глибини свердловин встановлювались в залежності від наміченого поверху пошуків, висота якого в умовах Щиглівської площі визначалась глибиною до базисного горизонту – фундаменту плюс 300 м товщини перспективної товщі фундаменту. В основу проектування методики пошукового буріння покладена структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{B_{2-п}}$ (C_1v_2). Площа пастки визначалась за замкненим контуром, утвореним ізогіпсою мінус 3150 м і розривними порушеннями.

Виходячи із форми, розмірів і будови Щиглівської площі, а також глибини залягання продуктивного комплексу поставлені задачі (пошуки покладів нафти і газу у відкладах верхньовізейського під'ярусу і утвореннях розущільненої частини кристалічного фундаменту) планується вирішити бурінням трьох розвідувально-експлуатаційних свердловин №№ 2/04, 2/06, 2/08 з глибинами від 3400 м до 3450 м.

Першочергова незалежна пошукова свердловина № 2/02, з проектною глибиною 3450 м, виносилась в найбільш оптимальну частину східного блоку Щиглівської структури на профілі $б_{24}4088$ в 700 м на північ від точки його пе-

ретину з профілем 11₂₄4088.

Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Щиглівській площі наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Щиглівської перспективної площі

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гiдророзриву	
0-260	Глина, мергель, пісок,	I	I	0,0100	0,0140	Набрякання, обвали порід
260-800	Глина, пісок	II	III	0,0120	0,0185	Інтенсивне збагачення розчину шламом
800-1600	Глина, пісковик, вапняк	VI	VI	0,0140	0,0190	Набрякання глин
1600-2600	Аргіліт, пісковик, алевроліт	VI	VI	0,0140	0,0195	Осипання аргілітів
2600-2800	Алевроліт, аргіліт, вапняк	VI	VI	0,0145	0,0195	Поглинання
2800-3400	Алевроліт, вапняк, пісковик	VI	VI	0,0155	0,0210	Зона нафтогазопроявленя

Буріння свердловини під кондуктор в інтервалі 0 - 250 м здійснювалось роторним способом долотами 445МС на промивальному розчині з параметрами: питома вага – 1,10 - 1,12 г/см³, в'язкість – 25 - 35 с, водовіддача – 7 - 8 см³/30 с. Кондуктор діаметром 324 мм спущено на глибину 250 м і зацементовано до гирла. Буріння під проміжну колону в інтервалі 250 - 2500 м проводилось роторним способом долотами 295,3 МГВУ, СГВ, СГВУ, МСГАУ на глинистому розчині питоною вагою 1,14 - 1,22 г/см³, в'язкістю 35 - 50 с, водовіддачею 6 - 8,5 см³/30 хв., СНЗ 8 - 12 Па. Обсадна колона діаметром 245 мм спущена на глибину 2500 м двома секціями (перша секція – 1496 м - 2500 м, друга секція – 0 - 1496 м) і зацементована цементною та цементно-зольною сумішшю в інтервалах спуску.

Після обв'язки свердловини противикидовим обладнанням друга секція до глибини 1496 м опресована тиском 20,8 МПа і визнана герметичною. Вся проміжна колона та противикидне обладнання опресовані тиском 80 МПа і визнані герметичними.

Розкриття нафтогазоперспективних відкладів в інтервалі 2500 - 3350 м здійснювалось також роторним способом долотами 215,9 СГН, СЗН, СГНУ, СЗГАУ та бурголовками 212,7/80 ТКЗ зі снарядом «Надра» в інтервалах відбору керну. Буріння проводилось на глинисто-полімінеральному розчині з великим діапазоном коливання його параметрів. Середні значення параметрів наступні: питома вага 1,1 - 1,18 г/см³, в'язкість 40 - 120 с, водовіддача 8 - 9 см³/30 хв., СНЗ 18 - 22 Па. Обробка промивального розчину, за необхідністю, виконувалась вуглелужним реагентом, полімером РР-2С, графітом. З інтервалу відбору керну 3146 - 3158 м піднято пісковик із вкрапленнями вуглеводнів. З глибин 3145 м, 3145,5 м випробувачами на кабелі піднято проби газоповітряної суміші, де газ складений метаном.

При бурінні в інтервалі 2200 - 2997 м спостерігались періодичні поглинання бурового розчину (питомою вагою 1,1 - 1,12 г/см³) інтенсивністю 25 - 75 м³ на добу. Поглинання ліквідовувались шляхом закачування великої кількості тирси, а також нафто-соляро-бентонітової суміші під тиском до 20,0 МПа.

При вибої 3350 м, свердловина припинена поглибленням в зв'язку з безперспективністю порід кристалічного фундаменту в даному районі. При глибині 3350 м свердловиною розкритий розріз від четвертинних до протерозойських, який відповідає проектному і впевнено корелюється з розрізами свердловин сусіднього Скворцівського родовища. З нафтогазоперспективних горизонтів згідно з проектом проведено відбір керну. Пробурено з відбором керну 169 м, при плані 160 м до глибини 3350 м. Винос керну становить 77,65 м – 46%. Проведено лабораторні дослідження кернового матеріалу з метою вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів, палеонтології та петрографо-мінералогічного складу. В свердловині виконано повний комплекс промислово-геофізичних досліджень, сейсмокаротаж та випробування горизонтів в

процесі буріння. Випробуванням пластів на кабелі вивчалась покрівельна частина кристалічного фундаменту та перспективні горизонти в верхньовізейському ярусі в інтервалах глибин, відповідно, 3152 - 3157 м і 3040 - 3160 м. Притоку флюїдів та ознак нафтогазонасичення не виявлено. З глибин 3145 м, 3145,5 м, 3146 м, 3146,5 м піднято газоповітряну суміш та 3,6 м фільтрату. За результатами аналізу газова суміш складена метаном і повітрям. Випробувачем пластів на трубах (ВПТ) випробувано 5 об'єктів: I об'єкт – 3047 - 3095 м – горизонти В-16, В-18-19 візейського ярусу. При початковій депресії на пласт 5,73 МПа (репресія 3,73 МПа) за 90 хв. відкритого періоду притоку пластового флюїду не отримано через відсутність створення необхідної депресії на горизонти; II об'єкт – 3158 - 3202 м – докембрійські утворення. Випробування проводились при початковій депресії на пласти 12,04 МПа. Притоку пластового флюїду не отримано ні після першого 80 хвилинного відкритого періоду, ні після повторного 150 хвилинного; III об'єкт – 3157 - 3222 м – породи кристалічного фундаменту. При депресії на пласти 13,7 МПа за 300 хв. відкритого періоду притоку пластового флюїду не отримано; IV об'єкт – 3284 - 3350 м – породи кристалічного фундаменту. При депресії на пласти 14,44 МПа за 230 хв. відкритого періоду притоку пластового флюїду не отримано; V об'єкт – 3154 - 3350 м – породи кристалічного фундаменту. При депресії на пласт 15,68 МПа за 180 хв. відкритого періоду пластового флюїду не отримано.

Об'єктами пошуків покладів в свердловині № 2/02 на Щиглівській площі були відклади нижнього карбону, утворення протерозою та нижньобашкирський під'ярус. Свердловиною в нафтогазоперспективному розрізі розкриті малопотужні пласти-колектори, які представлені ущільненими вапняками та високопроникними пісковиками. Пористість тріщинуватих та кавернозних вапнякових верхньовізейських горизонтів не перевищує 5%, нижньобашкирських – 9%. Відкрита пористість водоносних горизонтів коливається від 10 - 19%. За результатами комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів в розрізі свердловини № 1 нафтогазонасних об'єктів для випробування в експлуатаційній колоні не виявлено. Свердловина № 2/02 ліквідована по геологічних причи-

нах, як така, що виконала геологічне завдання, без спуску експлуатаційної колони.

Свердловини №№ 2/04, 2/06 (розвідувально-експлуатаційні) з проектною глибиною 3450 м проектується в антиклінальних умовах західного блоку Щиглівської структури на профілі 5₂₄4088 на відстані 275 м на північ від його перетину з профілем 11₂₄4088. Свердловина № 2/08 (розвідувально-експлуатаційна) з проектною глибиною 3400 м проектується в найбільш оптимальній частині Кенігського блоку на профілі 11₂₄4088 на відстані 4750 м на захід від свердловин №№ 2/04, 2/06.

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

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

Об'єктом діяльності є влаштування свердловин №№ 2/04, 2/06, 2/08 Щиглівської перспективної площі з подальшим видобуванням вуглеводнів. В разі отримання промислового притоку вуглеводнів підключення свердловин до установок підготовки вуглеводневої сировини.

Для своєчасного виконання робіт проектними матеріалами передбачено:

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

Цикл будівництва свердловини складається з [11]: 1) Влаштування бурового майданчика, підготовка майданчика під бурову, монтаж бурового обладнання. 2) Буріння та кріплення стовбура свердловин обсадними колонами і їх цементування. 3) Випробування свердловини на наявність промислового припливу вуглеводнів. 4) Підключення свердловини.

Конструкція свердловин буде запроектована виходячи з умов геологічного розрізу свердловини з урахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння. Конструкція свердловини повинна забезпечувати [12]: міцність і довговічність свердловини як технічної споруди; надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і вимоги охорони надр і навколишнього середовища; мінімум витрат на одиницю видобутої продукції; доведення свердловини до проектної глибини; досягнення проектних режимів експлуатації; найповніше використання природної енергії для транспортування газу; проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних досліджень.

Особливістю експлуатації проектного об'єкту є необхідність проведення вогневих та вогненебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу. Одна з основних умов безпечної експлуатації свердловини – її герметичність.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Свердловина, в стадії буріння, є циліндричною гірською виробкою, що споруджується за допомогою спеціальних інструментів; вона характеризується великою довжиною і малим діаметром [13]. Для свердловини розрізняють такі поняття: гирло 1, стовбур 2 і вибій 3 (рис. 2.1).

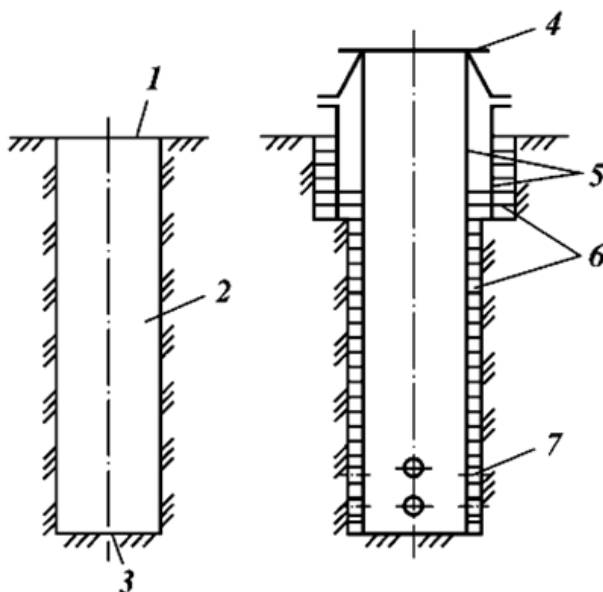


Рисунок 2.1. Спрощена схема основних елементів конструкції свердловини

Циліндрична поверхня стовбура називається стінкою свердловини. У закінченому виді свердловина є капітальною спорудою в земній корі, що призначена для витягання з надр землі рідких і газоподібних корисних копалини або для інших цілей. Стінки свердловини кріплять обсадними трубами 5, простір між трубами і стінками свердловини заповнюють цементним розчином 6, який, затвердівши, ізолює пласти гірських порід один від одного, а труби від корозії. Проти продуктивних пластів в трубах і цементному камені виконуються отвори 7 (перфорують) для гідравлічного сполучення пласта зі свердловиною. Екологічні і геологічні умови буріння обумовлюють необхідність спуску декількох обсадних труб (не менше двох). Перша обов'язкова колона називається кондукто-

ром. Кожну наступну колону підвішують на попередній. На фланці 4 останньої колони, званою експлуатаційною, підвішують нафтогазопромислове устаткування, що спускається у свердловину, а також монтують гирлове устаткування. Поперечний переріз стовбура свердловини має, як правило, форму, близьку до круглої, а відхилення стовбура викликається неоднорідністю і тріщинуватістю порід, нерівномірним розподілом напруги в пристовбурній зоні масиву порід, тектонічними силами та ін.

У стійких породах поверхня стовбура свердловини може мати гвинтоподібну поверхню. В пластичних солях і глинах, що набрякають, стовбур свердловини може звужуватися; вказане явище можливе і у високопроникних пісковиках при товстій глинистій кірці, яка утворюється в результаті фільтрації бурового розчину [14]. У твердих, високоабразивних породах можливе поступове звуження стовбура внаслідок тривалого буріння зношеним долотом, що втратило номінальний діаметр.

Під конструкцією свердловини розуміється сукупність даних про діаметри і глибини спуску обсадних колон, якими кріпиться свердловина [15], про діаметри доліт для буріння під ці колони, інтервали підйому тампонуєчого розчину за обсадними колонами, інтервали перфорації експлуатаційної колони. При виборі діаметру експлуатаційної колони розвідувальних свердловин на структурах з виявленою продуктивністю горизонтів, вирішальний чинник – це забезпечення умов для проведення випробування пластів і наступної експлуатації промислових об'єктів.

У розвідувальних свердловинах пошукового характеру на нових площах діаметр експлуатаційної колони залежить від необхідного числа проміжних обсадних колон, якості отриманого кернавого матеріалу, можливості проведення геофізичних робіт і випробування розкритих перспективних об'єктів на приплив. Щоб забезпечити задовільні умови буріння, найбільш ефективну технологію проводки і попередити можливі ускладнення, під час проектування конструкції свердловини необхідно враховувати: характеристику порід, що розкриваються свердловиною, з точки зору можливих обвалів, осипів, каверноутво-

рення; проникність порід і пластові тиски; наявність зон можливих газо-, нафто- і водопроявів і поглинань промивальної рідини і умови, при яких ці ускладнення виникають; температуру гірських порід в стовбурі свердловини; кути падіння порід і частоту чергування їх за твердістю.

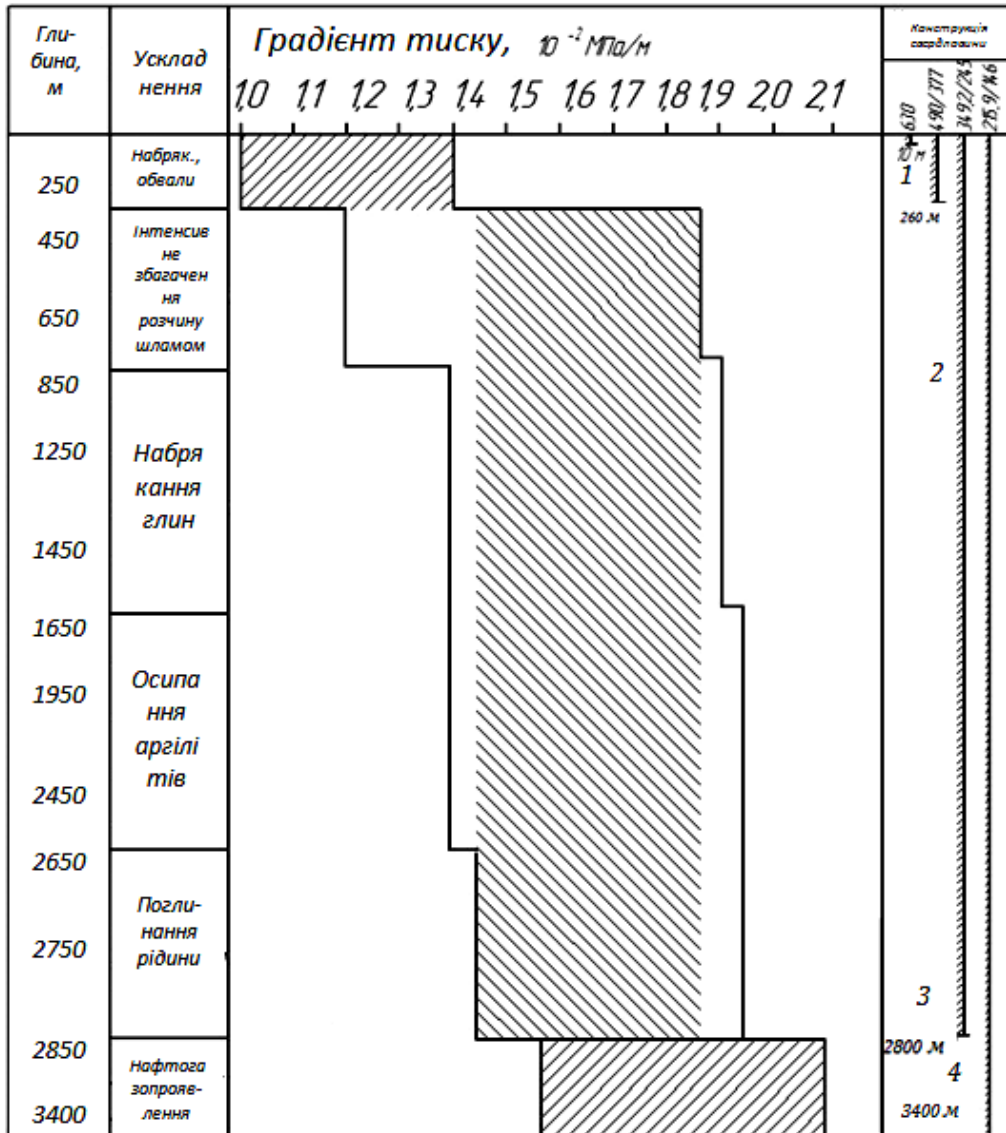


Рисунок 2.2. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання (для умов Щиглівської перспективної площі)

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 [13]: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим забоєм; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуа-

тації, 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.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.2).

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [16]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин в умовах Щиглівської перспективної площі та складає – 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.2) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- в інтервалі 0 - 10 м – направляюча колона (з повною цементациєю затрубного простору);
- в інтервалі 0 - 260 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до набрякання та обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 2800 м – проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 3400 м – експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Таблиця 2.1

Характеристика конструкції свердловини для умов Щиглівської площі

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напряма	1	630	10	До гирла	-
Кондуктор	2	377	260	До гирла	490
Проміжна	3	245	2800	До гирла	349,2
Експлуатаційна	4	146	3400	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 [17], приймаємо $D_{\delta}^e = 215,9$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [18], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{np}} = 245$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{np}} = 270$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

6) діаметр направляючої колони дорівнює:

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

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

Для встановлення шахтного напрямку буде споруджено спеціальний шурф.

В результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструк-

цію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Щиглівської перспективної площі.

2.2 Вибір способу буріння

Відомо, що основні вимоги до вибору способу буріння визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками [12]. При поглибленні свердловини порода може руйнуватися довбанням, свердлінням або (та) стиранням. Кожному з цих видів руйнування відповідають основні методи буріння: ударний, обертальний, ударно-обертальний. Проте найбільше застосування отримало обертальне буріння. При цьому способі циліндричний стовбур формується долотом, що безперервно обертається. Розбурені частки в процесі буріння також безперервно виносяться на поверхню циркулюючим буровим розчином. При обертальному бурінні долото занурюється в породу в результаті одночасної дії осьового зусилля (навантаження), спрямованого перпендикулярно до площини вибою, і окружного зусилля від обертового моменту.

Розрізняють наступні основні способи обертального буріння:

- 1) роторне буріння, при якому двигун, що приводить в обертання долото на вибої за допомогою колони бурильних труб, знаходиться на поверхні;
- 2) буріння з використанням вибійного (занурюваного) двигуна, при цьому останній (турбобур, гвинтобур, електробур) розміщується безпосередньо біля вибою свердловини – над долотом.

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

Буровий ротор призначений для виконання наступних функцій: обертання (вертикально переміщеної) бурильної колони в процесі проходки свердловини роторним способом; сприйняття реактивного крутного моменту і забезпечення подовжньої подачі бурильної колони при використанні вибійних двигунів; утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини

при нарощуванні і спуско-підіймальних операціях (СПО); повертання інструменту при аварійних роботах, що зустрічаються в процесах буріння і кріплення свердловини.

Ротори відносять до основних механізмів бурової установки. Їх розрізняють за діаметром прохідного отвору, потужності і допустимим статичним навантаженням. За конструктивним виконанням ротори ділять на нерухомі і такі, що переміщуються зворотно-поступально відносно гирла свердловини у вертикальному напрямі.

Турбінний метод буріння використовує гідравлічні вибійні двигуни – турбобури, при цьому бурильна колона не обертається і на це не витрачається потужність бурової установки, вона лише сприймає реактивний крутний момент від вибійного двигуна і служить каналом для подачі гідравлічної енергії на вибій, саме тому знижуються аварійність і знос бурильних труб та 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 вибій.

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

Для турбінного буріння характерна взаємозалежність режимних параметрів, а зміна одного параметра режиму викликає автоматичну зміну інших, тому не можна задавати одночасно усі параметри режиму буріння. Зазвичай прийня-

то 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 [13].

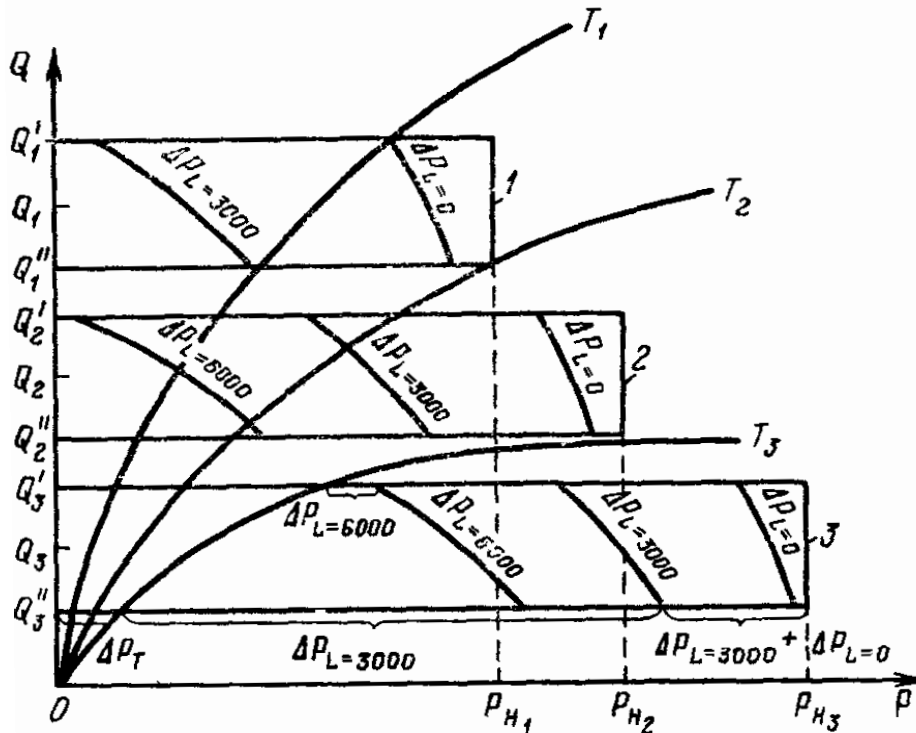


Рисунок 2.3. Діаграма насос-турбобур-свердловина (НТС): Q – витрата рідини; P – її тиск на забій (натиск); 1, 2 і 3 – гідравлічна характеристика бурових насосів при діаметрах циліндрових втулок відповідно d_1 , d_2 і d_3 ; ΔP – втрати натиску в трубах і кільцевому просторі, залежні від глибини свердловини; T_1 , T_2 і T_3 – гідравлічна характеристика різних турбобурів

Для вибору типу турбобура за інтервалами буріння, оцінки доцільності використання гідромоніторних доліт і розрахунку діаметрів встановлюваних в них насадок – зазвичай будують діаграму насос - турбобур - свердловина (НТС). При її побудові (рис. 2.3) 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 більш досконале має бути очищення вибою. 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 може становити $v_m = 100$ 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 вибій максимальну потужність.

Отже, для умов розроблюваного геолого-технічного проекту приймаємо комбінований роторно-турбінний спосіб буріння [15].

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Формування стовбуру свердловини, за умов глибокого нафтогазового буріння, в гірському масиві відбувається за рахунок використання доліт різних типів і моделей, розширювачів і бурильних голівок [17].

До вказаних типів породоруйнівного інструменту висуваються наступні основні вимоги: 1) висока руйнівна здатність; 2) висока зносостійкість; 3) низька енергоємність руйнування гірських порід.

Робота породоруйнівних інструментів на вибої забезпечується його функціональними системами: 1) озброєнням у вигляді різців або інденторів; 2) системою очищення (промивання) вибою і озброєння; 3) корпусом і приєднувальними різьбами; 4) у разі шарошкового інструменту опорами шарошок і системою змащування їх підшипників.

Озброєння породоруйнівних інструментів безпосередньо впливає на гір-

ську породи і руйнує її з утворенням дрібно подрібненої породи (шламу). Процес може йти за схемами різання (рис. 2.4, а), дроблення (рис. 2.4, б) або дроблення-сколювання (рис. 2.4, в).

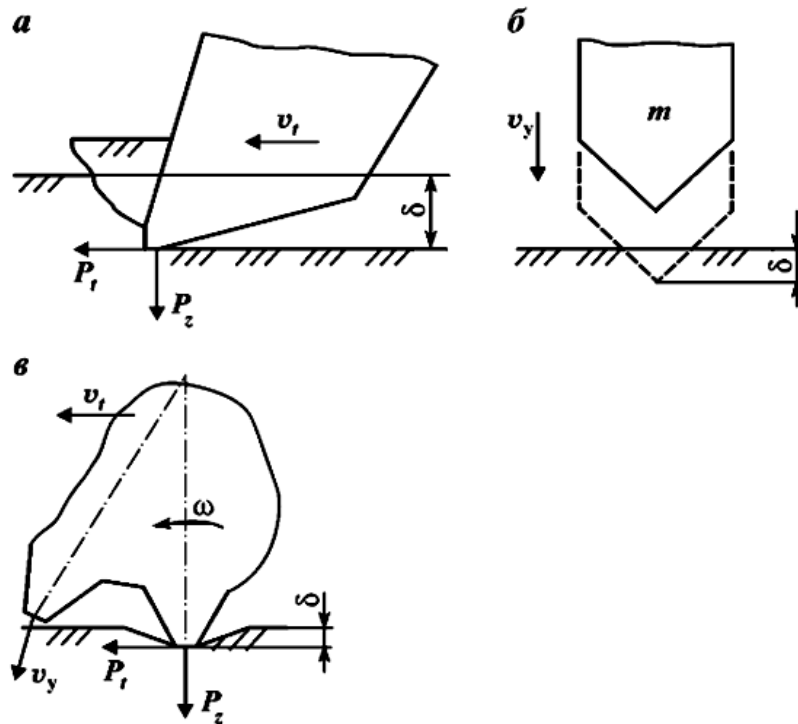


Рисунок 2.4. Схеми руйнування гірських порід на вибої свердловини

Система промивання породоруйнівного інструменту забезпечує видалення шламу з вибою свердловини, очищення і охолодження його озброєння [19].

На даний час бурова справа характеризується широким застосуванням доліт алмазно-твердосплавного і шарошкового типів [20].

Як назва алмазно-твердосплавним долотам, широко використовується аббревіатура PDC, що є першими буквами англійської назви матеріалу різців – «полікристалічна алмазна композиція».

Долота PDC, як і долота, оснащені зерновими алмазами та імпрегновані, складаються з голівки і перевідника з приєднувальною різьбою. Відмітною особливістю їх є кріплення перевідника до голови зварюванням або виготовлення як одне ціле. Найсуттєвіше відрізняється голівка долота; вона може бути лопатевою і корпусною. Лопатеві голівки можуть мати від трьох до дев'яти лопатей. Чим більше число лопатей, тим більше запас озброєння на знос, тобто тим бі-

льше ресурс долота [21]. Долота PDC за характером руйнування гірської породи слід віднести до різально-сколюючих інструментів. Але ці долота призначені для розбурювання не лише пластичних, але і пластично-крихких гірських порід (проте, підкреслимо, їх елементи озброєння оснащені дуже крихкими матеріалами). Основним видом відмови доліт PDC є руйнування алмазно-твердосплавних зубків. Воно спостерігається при бурінні в гірських породах підвищеної твердості і абразивності, в тріщинуватих гірських породах, а також при бурінні в м'яких і середніх гірських породах з твердими включеннями. Долота PDC відрізняються високою вартістю, що робить дуже насущним питання правильного вибору сфери їх застосування. Одним із завдань, що стоїть перед проектувальниками, є ретельне вивчення розрізу свердловини і виділення інтервалів, в яких застосування доліт PDC не раціонально.

Відповідно до незначного ступеню вивченості геолого-технічних умов проведення свердловин на Щиглівській перспективній площі, приймаємо в якості породоруйнівного інструменту шарошкові долота.

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями) [17, 22].

Для орієнтованого вибору типу бурових шарошкових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [15, 17]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Коротка характеристика прийнятих шарошкових доліт для умов Щиглівської площі

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю/буримістю	категорія за абразивністю			
0 - 260	I	I	Д490С - ЦВ	316	500
260 - 800	II	III	III 349,2 М - ГВ	114	470
800 - 2600	VI	VI	III 349,2 Т - ЦВ	99	470
2600 - 3400	VI	VI	III 215,9 К - ГНУ	44	280

Залежно від числа робочих органів – шарошок, долота бувають одно-, двух-, трьох- і багат шарошкові. Найбільш поширений варіант виконання доліт

– трьохшаршковий. Його конструкція відрізняється найкращими умовами розміщення інструменту – в круглому перерізі свердловини – саме трьох конічних шарошок, що забезпечує оптимальне центрування і стійкість долота.

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

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

2.4 Вибір бурильної колони

Основний технологічний інструмент – бурильна колона є сполучною ланкою між буровим устаткуванням, розташованим на денній поверхні, і свердловинним інструментом (бурове долото, випробувач пластів, ловильний інструмент та ін.), використовуваним в даний момент часу для виконання якої-небудь виробничої операції в стовбурі свердловини [23]. Функції, які виконуються бурильною колоною визначаються роботами, що проводяться у свердловині.

Бурильна колона (рис. 2.5) включає наступні основні елементи зверху вниз: робочу (ведучу) трубу, бурильні труби, обважені бурильні труби (ОБТ). Верхня труба бурильної колони з'єднана з вертлюгом, який за допомогою гака, талевого блока і канату підвішений на кронблок, установлений у верхній частині бурової вишки.

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш ра-

ціональної її конструкції [24]. 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.

Вибір діаметрів ОБТ и бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [13].

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ \varnothing 140 мм

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Навантаження на розтяг до межі плинності				Маса 1 м, кг
зовнішній	внутрішній		Д	К	Е	Л	
140	124	8	1226	1618	1766	2109	30,8
	122	9	1373	1815	2011	2354	33,7
	120	10	1520	2011	2207	2600	36,8
	118	11	1668	2158	2403	2845	39,5

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

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

$$- \frac{d_{\text{бт}}}{d_{ОБТ}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\text{бт}} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\text{бт}} = 140$ мм (табл. 2.3).

Вибір компоновки низу бурильної колони (КНБК)

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [24].

Довжина і компоновка ОБТ

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 [14].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 21500}{145,4 \left(1 - \frac{1,66}{7,85} \right)} \approx 224 \text{ м}$$

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.

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

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

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

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

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

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

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

Якщо $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [18, 23], для проєктованого випадку центратори будуть встановлені на відстані 125 м (загалом 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.

Довжина і компоновка СБТ

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 [18]. Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягування по формулі:

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

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

де Q_{p1} – значення величини допустимого 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;

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

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

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

Q_{nl} – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, 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 з використанням забійних двигунів $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1=1,04$).

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

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

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 440) \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 1005 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 1000$ м.

Якщо сумарна довжина запроєктованої компоновки низу бурильної коло-ни, ОБТ і першій секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцно-сті).

Довжина другої і наступних секцій визначається за наступними розраху-нковими формулами:

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 330 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 325$ м.

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

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 302 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 300$ м.

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

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{ кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 285 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 331 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 325$ м.

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

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{ кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 401 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 400$ м.

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

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{ кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 402 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 400$ м.

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$l_7 = L_{cv} - (l_{OBT} + l_{HK} + l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6)$$

$$l_7 = 3400 - (225 + 300 + 1000 + 325 + 300 + 275 + 325 + 400) = 250 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_7 = 250$ м.

Таблиця 2.4

Зведені дані про конструктивні параметри бурильної колони для умов Щиглівської площі

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
7	11	К	0	250	250	0,395	108,6
6	10	К	250	650	400	0,368	147,2
5	9	К	650	975	325	0,337	109,5
4	11	Д	975	1250	275	0,395	108,6
3	10	Д	1250	1550	300	0,368	110,4
2	9	Д	1550	1875	325	0,337	109,5
1	8	Д	1875	2875	1000	0,308	308,0
НК	11	Д	2875	3175	300	0,395	118,5
OBT	44	Д	3175	3400	225	1,454	327,2
РАЗОМ							≈1448

В результаті проведеного ґрунтового розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

2.5 Вибір режимів буріння

Режим буріння – це поєднання чинників, що визначають швидкість і вартість проходки конкретного інтервалу гірських порід стовбура свердловини, виділеного як режимна пачка [25]. Режимна пачка – це безперервний інтервал буріння, в якому геолого-технологічні умови приймаються постійними, незалежними від глибини залягання гірських порід в межах пачки. Такі інтервали ма-

ють і іншу назву – пачки однакової буримості гірських порід. Основними чинниками, що визначають режим обертального буріння, є такі: тип породоруйнівного інструменту; режим роботи породоруйнівного інструменту; спосіб обертання породоруйнівного інструменту.

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

До найважливіших параметрів режиму буріння відносять: осьове навантаження на долото; частоту обертання долота (або ротора); кількість (витрату) циркулюючого бурового розчину; якість циркулюючого бурового розчину, що подається на забій (із певними показниками фільтрації, статичної напруги зрушення, в'язкості, густини) [26].

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

Механічне руйнування гірських порід (поглиблення) при бурінні долотом має складний характер. За кількісними показниками поглиблення не можна судити про вплив того або іншого параметра на ефект руйнування гірських порід: їх дія завжди комплексна. Найбільш ефективно поглиблення свердловини можливе тільки в тому випадку, якщо вибій повністю очищається від шламу; інакше вибурена порода чинить додатковий опір роботі долота, внаслідок чого механічна швидкість проходки і проходка на долото нижчі за розрахункові зна-

чення. Досвід показує, що техніко-економічні показники проходки свердловин значною мірою залежать від режиму промивання і технологічних властивостей (якості) бурового розчину.

Осьове навантаження на долото C_d

визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_n p_{ш} F_k \quad (2.11)$$

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

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

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

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

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах [27]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

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

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

D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Питома навантаження для різних типів доліт

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

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

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

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

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

Частота обертання долота

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа його опори [13, 28].

$$n_{\delta} = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_{\delta} Z}, \quad (2.13)$$

де n_{δ} – частота обертання долота, с^{-1} ;

$d_{ш}$ – діаметр шарошки, м;

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

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

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

$$\underline{\text{Д490С - ЦВ}} n_{\delta} = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7 \text{с}^{-1} \approx 100 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{III 349,2 М - ГВ}} n_{\delta} = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5 \text{с}^{-1} = 150 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{III 349,2 Т - ЦВ}} n_{\delta} = \frac{0,118}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 2,4 \text{с}^{-1} = 145 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{III 215,9 К - ГНУ}} n_{\delta} = \frac{0,065}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 4 \text{с}^{-1} = 240 \text{об/хв}.$$

Витрата промивальної рідини

вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення вибою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.14)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с}$;

q_0 – питома витрата промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с}$ на 1 м^2 забою;

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

$q_0 = 0,5 - 0,7$ – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами;

$F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м^2 .

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

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}} \quad (2.15)$$

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

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

в м'яких $V_{\min} = 1,0 - 1,4$ м/с;

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

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

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Параметри режиму роторного буріння для умов Щиглівської площі

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об/хв	Q , дм ³ /с
Д490С - ЦВ	0 - 260	9800	100	46
Ш 349,2 М - ГВ	260 - 800	9500	150	46
Ш 349,2 Т - ЦВ	800 - 2600	35000	145	46
Ш 215,9 К - ГНУ	2600 - 3400	25000	240	15

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою [29]:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.16)$$

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

g – прискорення земного тяжіння, m/c^2 ;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт на нафтогазових родовищах, визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [13].

$$\text{- інтервал буріння 0 - 260 м: } \rho_{np} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 260)}{9,81 \cdot 260} \approx 1125 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 260 - 2800 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (14500 \cdot 2800)}{9,81 \cdot 2800} \approx 1555 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 2800 - 3400 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (15500 \cdot 3400)}{9,81 \cdot 3400} \approx 1660 \text{ кг/м}^3.$$

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [30]

$$P = P_m + P_{кл} + P_z + P_{ОБТ} + P_{клОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.17)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

P_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 [29]. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{np} V d_\Gamma}{\eta_{пл}} \quad (2.18)$$

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

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з ;

d_{Γ} - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_{\text{в}}$

або різниці діаметрів $d_2 = D_c - d_{\text{зн}}$ - для кільцевого простору, м ;

D_c - діаметр свердловини, м ;

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

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

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

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

де He – критерій Хелстрема;

$$\text{He} = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_{\Gamma}^2}{\eta_{\text{пр}}^2} \quad (2.19)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па .

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7 \quad (2.20)$$

Якщо $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний, в протилежному випадку - $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.21)$$

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:

$$p_{\Gamma} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_{\text{в}}} \quad (2.22)$$

$$p_{\text{кн}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_{\text{зн}})} \quad (2.23)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

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

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пл}} V} \quad (2.24)$$

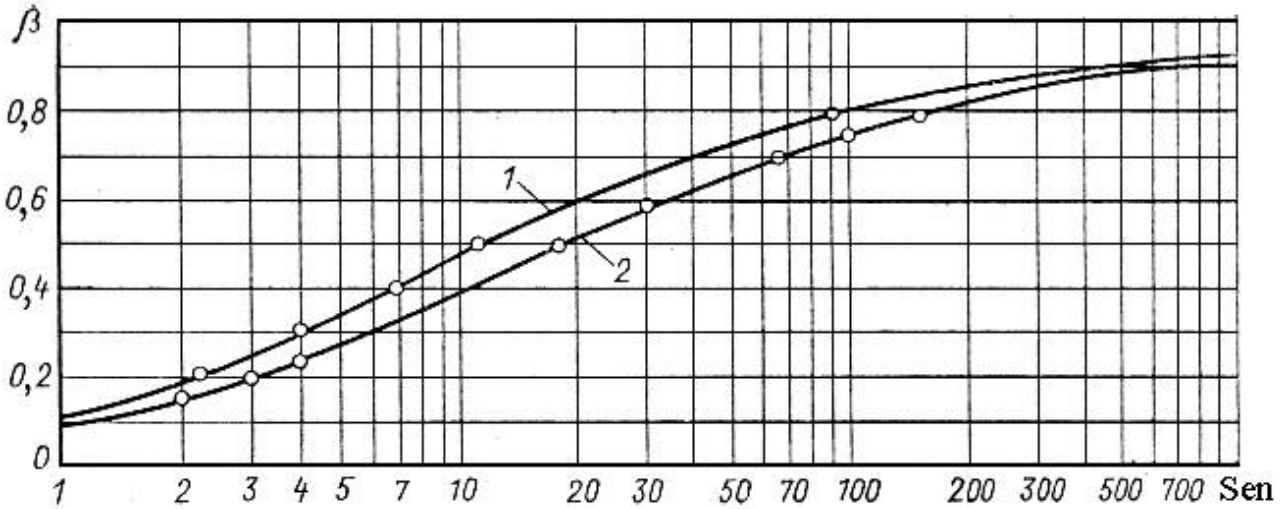


Рисунок 2.5. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_m ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{\text{кп}}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пл}}}{d_r} l, \quad (2.25)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.26)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.27)$$

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 за формулою Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.28)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right), \quad (2.29)$$

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

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²;

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

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

де l – довжина бурових труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти за формулою

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.30)$$

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 [30].

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

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \Sigma P_i, \quad (2.31)$$

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

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

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

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

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.32)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [29].

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

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

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

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

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

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1660 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 5718;$$

$$\text{He} = \frac{1660 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 129827 ;$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 129827^{0,58} = 8846 ;$$

Оскільки $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний, тому

$$\text{Sen} = \frac{7,1 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 16;$$

$$P_m = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3175}{0,6 \cdot (0,124)} = 1,28 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,3 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\begin{aligned}\tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}; \\ \text{Re} &= \frac{1660 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 1960; \\ \text{He} &= \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 33530; \\ \text{Re}_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 33530^{0,58} = 5177.\end{aligned}$$

Оскільки $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний, тому

$$\begin{aligned}S_{\text{ен}} &= \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 17; \\ p_{\text{кн}} &= \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3175}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,26 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,3 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3525}{25} = 127 \text{ ум.}$$

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

$$P_3 = 1660 \cdot 141 \cdot \left[\left(0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,086 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\begin{aligned}\eta_{\text{нл}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}; \\ \text{Re} &= \frac{1660 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8300; \\ \text{He} &= \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 47144; \\ \text{Re}_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 47144^{0,58} = 5849.\end{aligned}$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний, тому

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03;$$

$$P_{ОБТ} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1660}{0,09} 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{нл} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$Re = \frac{1660 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 1747;$$

$$He = \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,045^2} = 8360;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 8360^{0,58} = 3475.$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний, тому

$$Sen = \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045 \cdot 1,25} = 5;$$

$$P_{кнОБТ} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1660 \cdot 0,015^2 \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_0 = 0,8 \cdot 32 - (1,3 + 2,3 + 0,1 + 0,4 + 0,6 + 0,3) \approx 20 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_0 = \mu_0 \sqrt{\frac{2P_0}{\rho_{пр}}}, \text{ м/с.} \quad (2.34)$$

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{кр}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12 - 13 \text{ МПа}$. Оскільки $P_{мд} = 20 \text{ МПа} > P_{кр}$, то приймаємо $P_{мд} = P_{кр} = 13 \text{ МПа}$.

$$V_{\partial} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1660}} = 112 \text{ м/с.}$$

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

$$V_{\text{д}} \geq 80 \text{ м/с.}$$

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

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

$$f_{\partial} = \frac{0,015}{112} = 0,000133 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000133}{3,14 \cdot 3}} = 0,0075 \text{ м} = 7,5 \text{ мм.}$$

В результаті проведених розрахунків отримано стандартну гідравлічну програму промивання свердловини.

2.6 Усунення ускладнень при бурінні

До найголовніших передумов якості будівництва свердловин є проектування раціональних параметрів гідравлічної програми буріння, яка має під собою сукупність режимів промивання і інших операцій, пов'язаних з гідравлікою свердловин, що забезпечують буріння без ускладнень та аварій, або з мінімумом ускладнень, з максимально високою продуктивністю при заданих обмеженнях за вартістю будівництва свердловин і вибором бурового устаткування [29, 31].

Гідравлічна програма включає вибір параметрів і витрати промивальної рідини, вибір режимів промивання вибою, розрахунок тисків, вибір типу і число насосів і режимів їх роботи, визначення максимально допустимих швидкостей СПО.

Промивальні рідини створюють середовище, в якому протікають основні процеси циклу спорудження свердловин, крім того вони визначають міру вико-

ристання потенційних можливостей і ресурс бурового устаткування і інструментів, механічну швидкість, вірогідність виникнення різного роду ускладнень та ін.

Вибір промивальної рідини, найбільш повно відповідної до кожної конкретної ситуації, здійснюється з урахуванням вимог, що пред'являються до них, виконання яких забезпечується великою кількістю функцій робочого середовища: 1) очищення забою від зруйнованої гірської породи і винесення її на поверхню; 2) утримування часток зруйнованої гірської породи в зваженому стані в стовбурі свердловини при припиненні циркуляції; 3) закріплення нестійких стінок свердловини і оберігання стовбура від обвалення; 4) фізико-хімічний вплив на гірські породи, що має за мету полегшення їх руйнування; 5) охолодження породоруйнівного інструменту; 6) утворення на поверхні бурильних труб, опор доліт і гідравлічного устаткування тонких мастильних плівок, що забезпечують зниження енергетичних витрат на буріння та ін. Основні вимоги та обмеження, що висувуються до промивальних рідин та процесу свердловинної циркуляції бурового агенту в цілому, наведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Робочі та обмежувальні вимоги до складових гідравлічної програми промивання свердловин

Узагальнені функції	Технологічні обмеження
Руйнувати забій	Не руйнувати долото, бурильний інструмент і устаткування
Очищати забій від шламу і транспортувати шлам на денну поверхню	Не розмивати стовбур свердловини
Компенсувати надлишковий пластовий тиск флюїдів	Не призводити до поглинань розчину і не піддавати гідророзриву пласти
Попереджати обвали стінок свердловини	Не погіршувати проникність продуктивних горизонтів
Зважувати компоненти розчину і шлам	Не призводити до високих втрат гідравлічної енергії
Скидати шлам у відвал	Не скидати у відвал компоненти бурового розчину
Змащувати і охолоджувати долото, бурильний інструмент і устаткування	Не викликати осипів і обвалів стінок свердловини

Для ефективного виконання визначених функцій в різних геолого-технічних умовах буріння свердловин, промивальні рідини повинні мати певні значення показників властивостей, визначуваних їх компонентним складом та концентрацією [26].

Найбільш поширеними ускладненнями при бурінні свердловин є: руйнування стінок свердловини; поглинання бурових промивальних і тампонажних розчинів; пластові флюїдопроявлення; прихвати колон бурильних і обсадних труб [32].

Названі типи ускладнень можна підрозділити на наступні види.

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

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

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

Прихоплення колони труб в необсадженому стовбурі свердловини (одно-

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

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

Заходи з попередження поглинань зводяться до забезпечення мінімального надлишкового тиску на поглинаючий пласт і запобігання різких коливань тиску в стовбурі свердловини. Крім того, в цілях своєчасного попередження поглинання бурового розчину необхідно визначити інтервали можливого поглинання. При підході вибою до інтервалів очікуваного поглинання виконують ряд профілактичних заходів: додавання наповнювачів в бурові розчини, регулювання їх густини і структурних параметрів, додержання певних значень швидкості спуску інструменту з метою максимально можливого зниження тиску.

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

операцій.

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

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

2.7 Вибір бурового обладнання та вибійних двигунів

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ-1 (рис. 2.6) [24], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4000 м в районах з помірним кліматом.



Рисунок 2.6. Бурова установка УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ-1

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 4000/320 ДГУ- 1

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	270
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	4000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-225Р	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,6
Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8,5

Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-750 СНГ	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	750
Вертлюг УВ-250 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	145
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	160
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

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

Технічна характеристика 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-250МА1

Вантажопідйомність, тс	250
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 [18]:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.35)$$

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 ($K_1 = 4$).

$$T = \frac{4 \cdot 1448}{2 \cdot 632,3} = 4,58$$

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

В результаті розрахунку отримано дані щодо необхідних параметрів технічного оснащення бурової ділянки.

Вибір обладнання для турбінного буріння

Для інтервалу буріння 800 - 2600 м (інтервал буріння під проміжну колоду) вибираємо турбобур ЗТСШ - 240, який відповідає вимогам за діаметром по-

родоруйнівного інструменту, а також дозволяє при заданій витраті забезпечити необхідний момент для руйнування гірської породи [25], що важливо при руйнуванні середніх і твердих гірських порід. В табл. 2.8 приведені результати проектування параметрів вибійного двигуна за інтервалами буріння.

Таблиця 2.8

Параметри режиму турбінного буріння для умов Щиглівської площі

Тип вибійного двигуна	Інтервал буріння, м	Значення основних техніко-технологічних параметрів					
		Число сходинок двигуна, шт.	Витрата рідини, дм ³ /с	Частота обертання валу двигуна, хв. ⁻¹	Крутний момент на валу двигуна, кН·м	Перепад тиску на двигуні, МПа	Довжина турбобура, мм
ЗТСШ - 240	800 - 2600	315	32	440	2,7	5,5	23225

В результаті проведених розрахунків отримано вихідні дані для реалізації турбінного буріння в інтервалі встановлення проміжної обсадної колони.

Розділ 3. Охорона праці

Проектування виробничих об'єктів, розробка нових технологій, засобів виробництва, засобів колективного та індивідуального захисту працюючих повинні проводитись з урахуванням вимог нормативних актів з охорони праці [33].

При розробці проектів мають бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку ведення всіх технологічних процесів, які визначені в робочій документації: геолого-технічних нарядах, актах кріплення та схемах спорудження бурових установок, відпрацювання площ, доставки людей на об'єкти робіт, трас пересування бурових установок і негабаритних блоків, типових проектах робочих місць, регламентах і графіках виконання робіт, проектах на спорудження відомчих доріг, складів паливно-мастильних матеріалів та ін.

При розробці проектів на всі види бурових робіт повинні враховуватись природно-кліматичні умови та інші особливості районів, наявність небезпечних комах і тварин, джерел можливих хвороб), необхідність віддалення наземних та підземних об'єктів від ліній електропередач, газо- і нафтопроводів, інших комунікацій та споруд, передбачатись необхідні матеріальні та інші ресурси для забезпечення безпечних умов роботи, створення нормальних житлових, культурно-побутових умов праці і відпочинку на польових об'єктах і в базових селищах у відповідності з чинними нормами і правилами.

Капітальне будівництво здійснюється за проектами, розробленими проектними організаціями; для нескладних об'єктів проектування здійснюється власними силами підприємства (спеціалізованими підрозділами).

Відповідальність за повноту проробки і врахування вимог безпеки і створення здорових умов праці та нормального відпочинку в проектах несуть проектні підрозділи, а контроль покладається на керівників підприємств, які затвердили проект.

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

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

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

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

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

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

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

Спуско-підйомні операції (СПО)

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

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

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

бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ремонтно-виправне тампонування

Ізоляційні роботи по методу тампонування ведуть в такій послідовності:

- 1) здійснюють глушення свердловини;
- 2) спускають колону насосно-компресорних труб (НКТ) або бурильних з пакером (знімним або розбурюваним);
- 3) при відключенні верхніх або проміжних пластів виконують операції по оберіганню нижніх продуктивних пластів (заповнюють стовбур свердловини в інтервалі від штучного забою до відмітки на 1,5 - 2,0 м нижче за подошву пласта, що відключається, піском, глиною або в'язкопружним складом, встановлюють цементний міст або пакер);
- 4) здійснюють гідровипробування НКТ або НКТ з пакером;
- 5) визначають прийомистість розкритого інтервалу пласта. Якщо вона виявиться менше $0,6 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{МПа})$, проводять роботи по збільшенню прийомистості інтервалу, що ізолюється (наприклад, обробку соляною кислотою);
- 6) вибирають тип і об'єм тампонажного розчину;
- 7) готують і закачують під тиском в заданий інтервал тампонажний розчин і залишають свердловину на період очікування застигання цементу (ОЗЦ). Термін ОЗЦ встановлюють за-

лежно від типу тампонажного розчину. Після закінчення терміну ОЗЦ здійснюють перевірку моста і гідровипробування експлуатаційної колони; 8) при необхідності здійснюють додаткову перфорацію експлуатаційної колони в інтервалі продуктивного пласта; 9) при відключенні верхніх і проміжних пластів, експлуатація яких здійснюється при депресії на пласт більше 2 МПа, після проведення тампонування під тиском інтервал перфорації перекривають додатково металевим пластиром.

При проведенні робіт по обмеженню водопритливів і використанні тампонажних сумішей, що селективно впливають на ділянки пласта з різними рідинами, закачування сумішей здійснюють через існуючий фільтр без попереднього відключення продуктивних інтервалів або ж при необхідності використовують пакери.

Ремонтні роботи методом тампонування у свердловинах, що містять в продукції сірководень, виконуються із застосуванням спеціальних стійких тампонажних матеріалів на мінеральній або полімерній основі.

Виправлення негерметичної цементного кільця проводять у такий спосіб: здійснюють глушення свердловини; облаштовують гирло свердловини з урахуванням можливості здійснення прямої і зворотної циркуляції, а також ходіння труб; піднімають НКТ і свердловинне устаткування; проводять комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень; визначають прийомистість колекторних каналів в за колонному просторі і напрям руху потоку, а також міру віддачі пластом поглиненої рідини; аналізують геолого-технічні характеристики пласта і роботу свердловини (а саме: 1) величину кривизни і ступень порушення цілісності стовбура свердловини; 2) глибину розташування центраторів і інших елементів технологічного оснащення обсадної колони; 3) температуру і тиск продуктивного пласта; 4) тип гірських порід; 5) тиск гідророзриву; 6) дебіт свердловини; 7) вміст і гранулометричний склад механічних домішок в продукції; 8) хімічний склад флюїда, що ізолюється.); перевіряють свердловину на заповнення і визначають прийомистість дефектної частини при сталому режимі подачі рідини; здійснюють оцінку об'єму рідини, що віддається пластом.

Розділ 4. Охорона навколишнього середовища

Усі об'єкти та види діяльності, що пов'язані із видобутком та переробкою вуглеводнів, а саме: нафтопереробні та газопереробні заводи, теплові електростанції, буріння глибоких свердловин, видобування та перероблення корисних копалин; зберігання, перероблення та транспортування вуглеводневої сировини; поводження з відходами; діяльність автозаправних станцій та комплексів, а також автогазонаповнювальних компресорних станцій, автомобільних газозаправних станцій зрідженого газу та інші об'єкти, є потенційно екологонебезпечними. Саме тому, при розробці проектів відповідної планованої діяльності, особлива увага повинна приділятися наступним напрямкам: налагодженню системи управління охороною навколишнього природного середовища, реалізації комплексних заходів щодо підвищення існуючого рівня екологічної і радіаційної безпеки, раціональному використанню природних ресурсів, забезпеченню екологічно стабільного рівня виробництва, мінімізації впливу діяльності на стан довкілля, гарантуванню виконання прийнятих зобов'язань щодо охорони довкілля [34].

З метою підвищення рівня техногенно-екологічної безпеки, попередження аварій, пожеж та своєчасного реагування на надзвичайні ситуації, на підприємствах нафтогазової галузі створюються протиаварійні формування та служби, добровільні пожежні дружини, призначаються відповідальні особи за протипожежний стан, розробляються положення та інструкції, проводяться інструктажі та перевірки знань з питань пожежної та техногенної безпеки.

Безпеку робіт та ліквідацію аварійних ситуацій на об'єктах буріння, видобутку, транспортування, зберігання та переробки нафти і газу забезпечують аварійно-відновлювальні та ремонтні бригади, дільниці, лінійно-експлуатаційні служби, інші протиаварійні формування, що входять до структурних одиниць підприємств.

Обов'язковими екологічними заходами є роботи з паспортизації потенційно-небезпечних об'єктів, ідентифікації та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки.

На об'єктах підвищеної небезпеки у відповідності до вимог Кодексу цивільного захисту України проводиться робота з впровадження систем раннього виявлення виникнення загрози надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру і оповіщення населення.

На всіх виробничих об'єктах, що відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, повинні бути розроблені та погоджені у встановленому порядку плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Існуюча методика розробки ПЛАС забезпечує охоплення усіх рівнів розвитку аварійних ситуацій і аварій, у тому числі за межами об'єктів. Підприємствами повинні бути відпрацьовані питання практичного застосування, передбачених ПЛАС заходів, спрямованих на своєчасне оповіщення, інформування та здійснення аварійно-відновлювальних робіт, ліквідацію аварій та мінімізацію негативних наслідків.

Підприємства, які займаються роботами із видобутку вуглеводнів повинні розробляти плани комплексних природоохоронних заходів, які включають заходи з охорони і використання водних ресурсів, охорони атмосферного повітря, охорони і раціонального використання надр, земельних ресурсів та поводження з відходами, зокрема повинні бути висвітлені наступні позиції: контроль за рівнем техногенного навантаження на довкілля та аналіз стану екологічної безпеки в районах впливу виробничої діяльності підприємств; інвентаризацію та паспортизацію чинників негативного впливу на довкілля, розроблення та узгодження з органами виконавчої влади з питань охорони довкілля дозвільних документів на здійснення виробничої діяльності; оформлення державної статистичної звітності; проведення розрахунків та сплату обов'язкових зборів за забруднення навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів; застосування заходів із захисту довкілля під час здійснення закупівель товарів, робіт та послуг; своєчасне розроблення планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій на технологічних об'єктах підприємств Компанії, їх узгодження з

територіальними органами державного нагляду та органами місцевого самоврядування; проведення оцінки впливу на довкілля проектної документації з реконструкції, капітального ремонту та будівництва технологічних об'єктів; укладання договорів на водоспоживання та водовідведення; укладання договорів на вивіз, розміщення та утилізацію промислових і побутових відходів; забезпечення роботи очисних споруд та обладнання природоохоронного значення, підтримання їх справного стану та відновлення експлуатаційних ресурсів; проведення замірів та профілактичних робіт щодо зменшення токсичності вихлопних газів автотранспорту; благоустрій та озеленення виробничих майданчиків і прилеглих територій.

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.

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, ґрунтови та поверхневі води.

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

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

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

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

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.

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.

Відпрацьовані матеріали та обладнання, що містять техногенно підсилені джерела природного походження, складуються на спеціально облаштованих майданчиках.

Висновки

1. Геологічне вивчення з подальшим уведенням в експлуатацію покладів вуглеводневої сировини Щиглівської перспективної площі (Харківська обл.), є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

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

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

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

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

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

7. В проекті розглянуті комплексні питання розробки комбінованого роторно-турбінного способу буріння.

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

Перелік посилань

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. Височанський І.В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогена // Вісник Харківського національного університету (Серія «геологія – географія – екологія»), 2013, № 1084 (39). – С. 45 - 65.
3. <https://novynarnia.com/2020/07/18/mara-rajonu/>
4. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
5. Немець Л.М. Економічна і соціальна географія України / Л.М. Немець, П.А. Вірченко, Ю.Ю. Сільченко. – Харків: ФОП Грицак С.Ю., 2014. – 276 с.
6. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
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. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
9. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
10. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
11. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
12. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

13. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
14. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении – М.: Недра, 1988. – 279 с.
15. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
16. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
17. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. – М.: Недра, 1989. – 430 с.
18. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
19. Давиденко А.Н., Игнатов А.А., Полищук П.П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин. – Д.: РВК НГУ, 2016. – 116 с.
20. <http://www.worldoil.com>.
21. Пригоровская Т.А. Статистический анализ отработки долот типа PDC и прогнозирование их стойкости // Нефтегазовое дело, 2011, № 3. – С. 41 - 58.
22. Посташ С.А. Повышение надежности и работоспособности шарошечных долот. – М.: Недра, 1982. – 212 с.
23. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
24. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 679 с.
25. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
26. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
27. Палий П.А. Буровые долота. Справочник / Палий П.А., Корнеев К.Е. – М.: Недра, 1971. – 175 с.

28. Мокшин А.С., Владиславлев Ю.А., Комм Э.Л. Шарошечные долота. М.: Недра, 1971. – 216 с.
29. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
30. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
31. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ «Агронафта». – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2002. – 301 с.
32. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
33. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
34. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.21.09.ПЗ	Пояснювальна записка	78	
5					
6		НГІБ.КР.21.09.ДМ	Демонстраційний матеріали	14	
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 бакалавра на тему: «Розробка технології буріння розвідувально-експлуатаційних нафтогазових свердловин для умов Щиглівської площі Харківської області»
студента групи 185-18ск-2 ГРФ, Бови Микити Ігоровича

1. Метою кваліфікаційної роботи є оволодіння методами самостійного рішення інженерних задач, обробка й узагальнення результатів досліджень шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань.
2. Геологічне вивчення з подальшим уведенням в експлуатацію покладів вуглеводневої сировини Щиглівської перспективної площі (Харківська обл.), є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.
3. Тема кваліфікаційної роботи пов'язана з об'єктом діяльності бакалавра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології».
4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки бакалавра 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: обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; запропоновано прогресивні технічні рішення та технологічний супровід процесу буріння; висвітлено деякі заходи щодо покращення якості випробовування продуктивних горизонтів.
6. Роботу виконано із застосуванням, зокрема, пакетів прикладних програм Excel, Mathcad, Компас 3D.
7. Оформлення кваліфікаційної роботи відповідає стандартам.
8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.
9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (90 балів).
10. Кваліфікаційна робота не містить значних недоліків, які б стали підставою для зниження зазначеної оцінки.

Керівник кваліфікаційної роботи,
завідувач кафедри НГІБ _____

Коровяка Є.А.