

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 Канаєва Єгора Геннадійовича
(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 та освоєння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Клименківської нафтогазоносної площі Сумської 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	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

(підпис)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

« 04 » травня 2021 року.**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Канаєву Єгору Геннадійовичу 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 та освоєння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Клименківської нафтогазоносної площіСумської області

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

№ 273-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Гірничо-геологічна та літологічна характеристика ділянки проведення розвідувально-бурових робіт. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Клименківської площі, промислова продуктивність якої пов'язана з піщаними пластами-колекторами нижньокам'яновугільних відкладів, з урахуванням петрографічних і механічних властивостей гірського масиву.	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 _____ Канаєв Є.Г.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 78 с., 9 рис., 8 табл., 2 додатки, 32 джерела.

ГЕОЛОГІЧНА СТРУКТУРА, ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, СВЕРДЛОВИНА, ВУГЛЕВОДНІ, РОДОВИЩЕ, ГІРСЬКА ПОРОДА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА.

Сфера застосування розробки – буріння нафтових і газових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент бурових робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Клименківської перспективної нафтогазоносної площі Сумської обл.), з удосконаленням технології виконання операцій виробничого циклу.

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню досконалості геологорозвідувальних робіт при спорудженні свердловин в умовах Клименківської нафтогазоносної площі, що досягається за рахунок удосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних та пригирлових робіт, а також якості проведення завершальних операцій.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції і режимів буріння свердловин, які забезпечують попередження гідророзриву гірських порід. Для запобігання проявів розроблено параметри бурового розчину, що забезпечують протитиск на напірні горизонти. Запропоновано сучасний техніко-технологічний регламент буріння. Всі проектні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів порід і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньосвердловинних операцій, що базуються на сталих техніко-економічних показниках процесу спорудження свердловин та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

Практична значимість роботи – забезпечення умов зростання якості геологорозвідувальних операцій та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та завершальних операцій за рахунок вдосконалення режимних параметрів і технології виконання пригирлових та свердловинних робіт.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
Розділ 1 Геолого-технічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1 Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2 Геологічна характеристика району робіт.....	10
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	18
Розділ 2 Техніко-технологічна частина.....	23
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	23
2.2 Вибір способу буріння.....	27
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	29
2.4 Вибір бурильної колони.....	32
2.5 Вибір режимів буріння.....	39
2.6 Усунення ускладнень при бурінні.....	52
2.7 Вибір бурового обладнання та вибійних двигунів.....	56
2.8 Параметри технології освоєння розвідувально- експлуатаційних свердловин.....	60
Розділ 3 Охорона праці.....	63
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

Не викликає ніяких заперечень наступне твердження: нині нафта й газ є основними енергоносіями та відіграють важливе значення в економіці провідних добувних та споживаючих держав. Продукти нафтогазопереробки виступають основою всіх видів палива для транспорту та являють собою цінну сировину для хімічної промисловості.

З нафти, у процесі її переробки, отримують бензин, дизельне паливо, змащувальні масла, мазут, бітум та інші важливі нафтопродукти. Хімічна переробка нафти й газу має по собі різні полімерні сполуки, серед яких можна назвати такі основні: синтетичні каучуки та волокна, пластмаси, фарби.

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

Родовища нафти в Україні відносяться, переважно, до категорії дрібних і дуже дрібних. Тільки Бугруватівське і Глинсько-Розбишівське родовища за сумою балансових (видобувних) запасів відносяться до середніх. Яблунівське (Полтавська область) та Стинавське (Львівська область) родовища – відносяться до невеликих.

Вивчення та промислове використання покладів нафти в Україні має давню історію: з 1771 р. починається розробка родовища Слобода-Рунгурська, з 1790 р. – Нагуєвічи, а з 20-х років XIX ст. – Бориславського родовища в Прикарпатті. У цьому ж регіоні, на Дашавській площі вперше в Україні в 1920 р. почався видобуток газу.

Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) була встановлена в 1936 р. завдяки дослідженням колективу вчених Інституту геологічних

наук АН України, а в 1939 р. було відкрито перше родовище нафти – Роменське.

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

Промисловій розробці нафтових і газових родовищ передують їх дослідно-промислова експлуатація, що дозволяє отримати уточнені вихідні дані як для підрахунку запасів вуглеводнів, так і для проектування розробки.

Проведення геолого-пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ проводяться в декілька етапів. Спочатку здійснюють роботи, мета яких полягає у відшукуванні нових родовищ. Після відкриття родовища на ній проводять роботи, націлені на визначення геологічних запасів нафти або газу і умов його розробки. Поклади нафти і газу знаходяться під осадовим чохлам різної (неодмінно значної) потужності, саме тому відкриття покладів можливо тільки шляхом буріння свердловин. Важливою обставиною, що характеризує поклади нафти і газу, є їхня приналежність до певних типів тектонічних або седиментаційних структур, які визначають можливість наявності природних пасток в проникних пластах і товщах.

Роботи з розвідки нафтових і газових родовищ супроводжуються їх оцінкою, при цьому основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Розрізняють геологічні і витягвані запаси. Геологічними запасами нафти і газу називають кількість цих корисних копалини, що знаходяться в покладі. Об'єм нафти і газу в покладі істотно відрізняється від того об'єму, який вони займають на поверхні. Таким чином, мета даної роботи полягає у: розробці прогресивної технології спорудження свердловин в умовах Клименківської площі, промислова продуктивність якої пов'язана з піщаними пластами-колекторами нижньокам'яновугільних відкладів, та удосконаленні методів освоєння продуктивних горизонтів.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Розглядуваний район проектних робіт – Клименківська площа приурочена до центральної зони північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і розташована в приосьовій частині Північно-Погарщинського прогину. Географічно ДДЗ розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі (у межах України – Східно-Українська нафтогазоносна провінція). Вуглеводневі родовища центральної і східної частини ДДЗ розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей (рис. 1.1) [1].

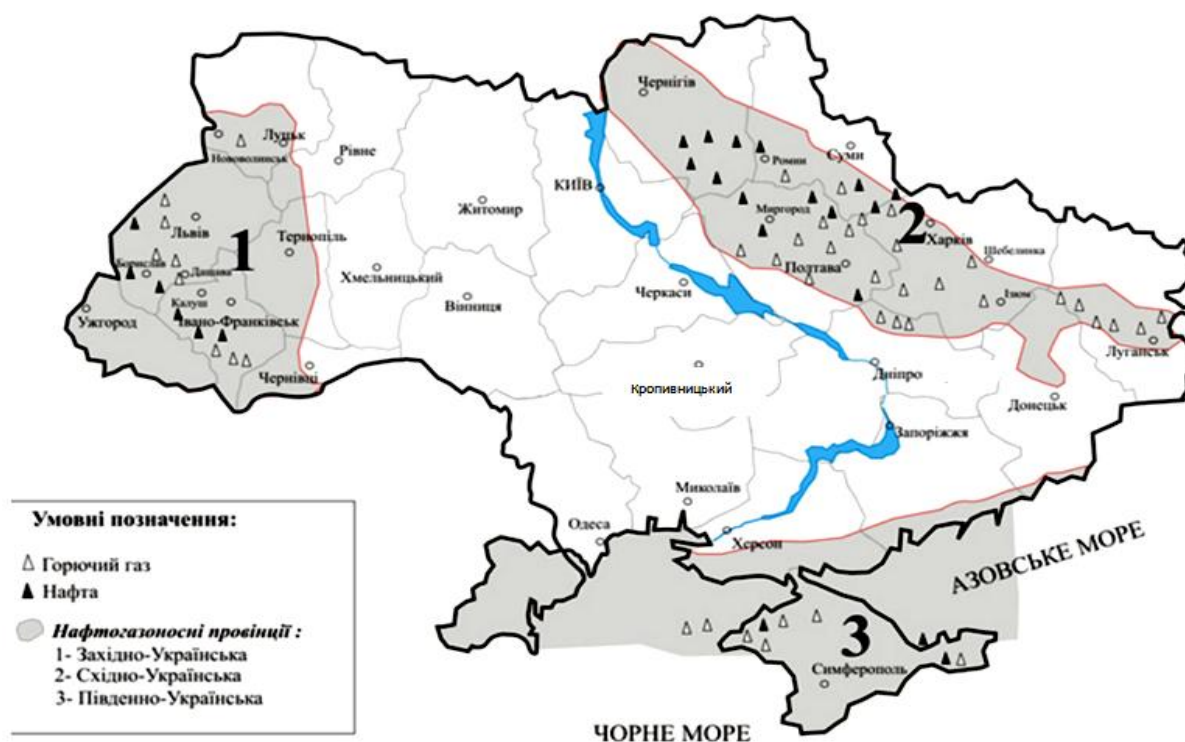


Рисунок 1.1. Схема районування та розташування родовищ нафти і газу України

На південному заході від Клименківської площі розташовані Василівське, Чижівське і Погарщинське нафтогазоконденсатні родовища з широким стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності – від нижньопермських до турнейських відкладів. Північніше, в межах Анастасівсько-Липоводолинської структур-

но-тектонічної зони розвідано декілька родовищ нафти і газу – Перекопівське, Анастасівське, Липоводолинське, Кулябчинське. Поклади вуглеводнів тут пов’язані з горизонтами В-19, В-20, В-21, В-22, В-26, В-27, Т. На віддалених родовищах Срібненського прогину – Волошківському, Рудівсько-Червонозаводському та інших основні запаси вуглеводнів пов’язані з пастками літологічного типу в горизонтах В-21, В-22, В-23.

Клименківська структура виявлена в 1989 р., локалізована на моноклінальному зануренні пластів в південно-західному напрямку (від Анастасівського родовища в бік Північно-Погарщинського прогину). Характеризується складною будовою і відноситься до типу структурно-літологічних пасток. Геолого-технічні умови буріння на структурі прослідковуються за св. № 312/02 Клименківська.

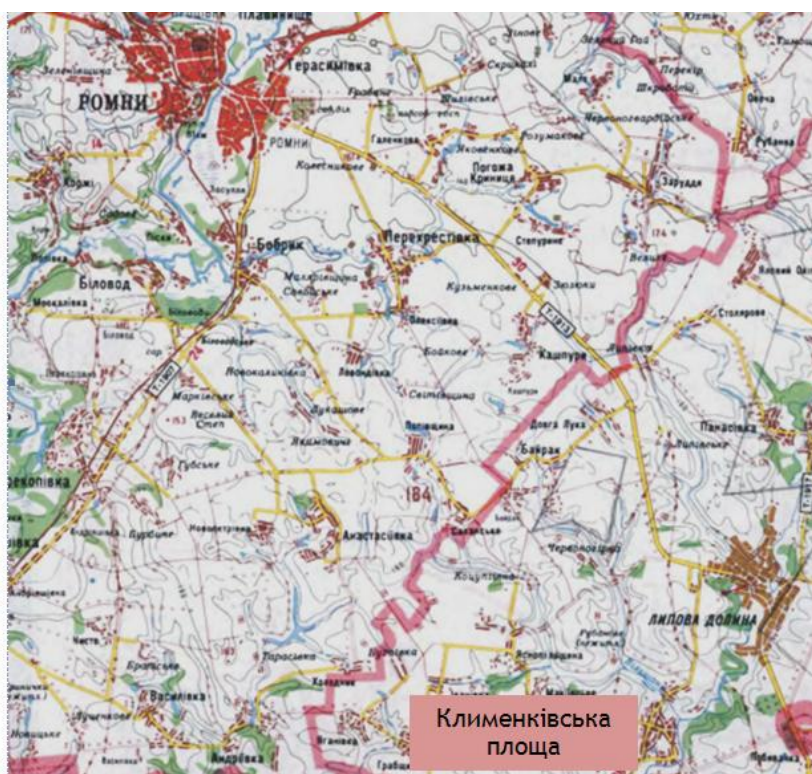


Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Клименківська площа)

В адміністративному відношенні Клименківська площа розташована на території колишнього Липоводолинського, а нині Роменського району Сумської області, в межиріччі рік Сула і Хорол, в 28 км на південний схід від м. Ромни і в 12 км на південний захід від с.м.т. Липова Долина (Рис. 1.2) [2].

До найбільших населених пунктів, розташованих поблизу площі, відносяться райцентр м. Ромни, с.м.т. Липова Долина, а також села Русанівка, Яснопольщина, Погарщина, Розбишівка [3].

Рельєф території представляє собою похилу рівнину з розвиненою сіткою балок і яруг.

Максимальні абсолютні відмітки рельєфу приурочені до ділянок плато і досягають +170 – +180м, мінімальні +105 – +120м спостерігаються в поймах рік.

В сейсмічному відношенні район робіт являється спокійним.

Гідрографічна сітка району робіт представлена річками Сула і Хорол. Правобережні долини рік мають горбисті розчленовані схили, а лівобережні – слабо похилі. Ріки сильно меандрують, утворюючи багато стариць і заток.

Клімат району помірно континентальний з теплим тривалим літом і відносно холодною зимою. Середня річна температура повітря складає - 6,6°C, середньомісячна температура самого теплого місяця (липня) – 19,2°C, самого холодного (січня) – -7,7°C. Перехід температури повітря через 0° спостерігається навесні в середньому у двадцятих числах березня, восени – в другій декаді листопада. В окремі спекотні дні температура повітря може підвищуватись до 38°C (спостережний максимум), а в дуже холодні сурові зими знижуватись до - 37°C (спостережний мінімум). Переважаючий напрямок вітрів північно-західний. Промерзання ґрунту досягає 1,0 - 1,2 м, товщина сніжного покриву 30 - 50 см. Тривалість осінньо-зимового періоду 4 - 5 місяців, опалювальний сезон триває 155 діб.

Ландшафт району планованої діяльності лісостеповий, Поєднання широколистянолісових і лучно-степових ландшафтів.

Несприятливі фізико-геологічні процеси і явища в межах Клименківської площі не спостерігаються.

В економічному відношенні район робіт являється переважно сільськогосподарським, лише незначна частина населення зайнята на підприємствах місцевої промисловості [4].

В м. Ромни є заводи: «Поліграфмаш», «Тракторозапчастина», ряд підприємств легкої, харчової та місцевої промисловості. Через м. Ромни проходить залізнична магістраль Бахмач-Ромни-Кременчук. З с.м.т. Липова Долина місто зв'язане автомобільною дорогою з твердим покриттям. Інші населені пункти сполучаються між собою ґрунтовими і ґрейдерними дорогами, рух по яких в період осінньо-весіннього бездоріжжя можливий тільки автомобільним транспортом підвищеної прохідності.

Заходи з промислової розробки Клименківської перспективної площі включають у себе: пошук, розвідку, дорозвідку покладів вуглеводнів, будівництво свердловин в тому числі експлуатаційних (глибиною до 6000 м), у відповідності до перспективної оцінки покладів; експлуатацію наявного обладнання в сталому режимі у відповідності до технологічних регламентів, правил розробки і експлуатації родовищ та з додержанням галузевих стандартів і норм природоохоронного законодавства України.

1.2 Геологічна характеристика району робіт

Проектований об'єкт – Клименківська структура включена в фонд підготовлених за сейсмічним горизонтом відбиття V_{B23} – верхньовізейські відклади нижнього карбону (C_{1v2}) [5]. Тип структури – структурно-літологічний. Вона обмежена за здійманням та простяганням лінією заміщення горизонтів-піщаників. У західній частині пастки виділяється малоамплітудне склепіння по замкнутій ізогіпсі мінус 5125 м. Східна частина пастки ускладнена субмеридіанальним скидом амплітудою 50 м. Розміри структури у межах ізогіпсі мінус 5275 м – 12,3х2,0, амплітуда 165 м. Перспективна площа – 20 км². Глибини залягання продуктивних горизонтів у нижньокам'яновугільних піщано-алевритових колекторах 4900 - 5400 м (рис. 1.3).

Клименківська структура знаходиться в зоні центрального грабену, де нижньо-кам'яновугільні відклади характеризуються високим ступенем гідрогеологічної закритості та позитивним газогідрогеохімічними показниками. Ниж-

ньокам'яновугільні відклади в межах площі залягають в зоні мезокатагенезу (підстадія МК₁) з палеотемпературами 105 - 115⁰С в умовах, сприятливих для утворення і зберігання покладів вуглеводнів. Це підтверджується відкриттям великої кількості родовищ нафти і газу приурочених до верхньої зони мезокатагенезу [6].

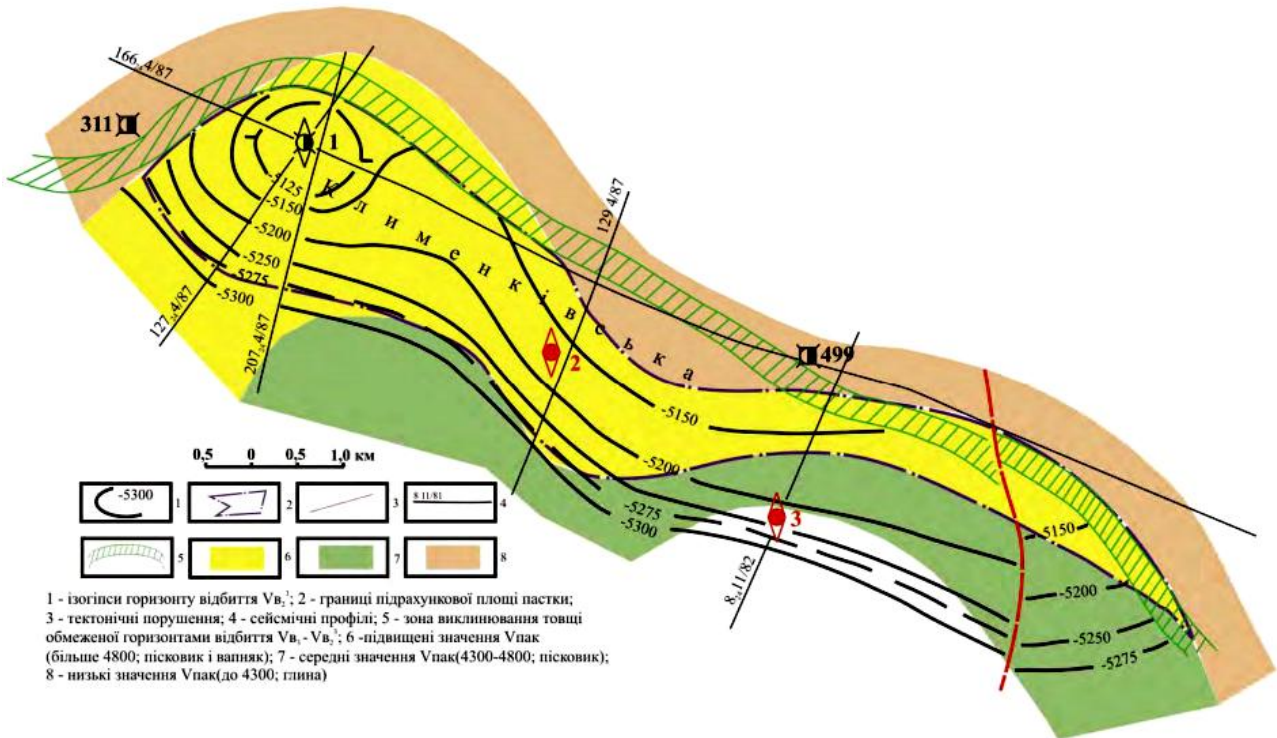


Рисунок 1.3. Структурна карта району бурових робіт (Клименківська площа)

У геологічній будові Клименківської площі беруть участь відклади палеозойського, мезозойського і кайнозойського віків, які з великим кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту.

Стратиграфічне розчленування і опис літологічних особливостей розрізу проведені на основі літолого-петрографічних досліджень св. № 312/02 та вивчення розрізів близько розташованих параметричних свердловин.

Протерозойська ератема – PR

Докембрійська система – PC

Породи докембрійського кристалічного фундаменту св. № 312/02 Клименківська не розкриті. Найближчою свердловиною, де розкриті докембрійські

утворення, є св. № 499 Сотниківська. Поверхня фундаменту, до якої прив'язаний горизонт відбиття $V_{в4}$, у цій свердловині розкритий на глибині 5556 м. За даними буріння Сотниківської св. № 499 та матеріалами сейсморозвідки, породи кристалічного фундаменту в межах Клименківської площі залягають на відмітках від мінус 5,4 до мінус 5,75 км.

На віддалених від Клименківської площі свердловинах північного борту ДДЗ ці породи розкриті на глибинах відповідно: св. № 398 Хорольська – 2719 м, св. № 1 Добринівська – 2520 м, св. №1 Галкінська – 2947 м. Розкриті цими свердловинами породи представлені гнейсами, граніто-гнейсами, мігматитами з прожилками і гніздами гранітів.

Палеозойська ератема – Pz

В об'ємі палеозойської ератеми виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи.

Девонська система – D

Відклади девонської системи з великим кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту. В цілому по ДДЗ девонські відклади представлені в об'ємі середнього і верхнього девону. Девонські відклади характеризуються фаціальною мінливістю, зміною товщин окремих формацій, численними переривами в осадконакопиченні. В літологічному відношенні розріз розчленований на підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний і надсольовий комплекси. Перші два комплекси відносяться до ейфельського, живетського і франського ярусів, решта – до фаменського ярусу. За даними буріння св. № 312/02, девонські відклади на Клименківській площі не розкриті.

Кам'яновугільна система – C

Кам'яновугільні відклади представлені трьома відділами: нижнім, середнім та верхнім, які незгідно залягають на породах девонського віку.

Нижньокам'яновугільний відділ – C₁

Нижньокам'яновугільний відділ складається з турнейського, візейського і серпуховського ярусів. Свердловина № 312/02 Клименківська розкрила ці відклади в об'ємі візейського і серпухівського ярусів.

Турнейські відклади розкриті великою кількістю свердловин на близько розташованих і віддалених площах: Василівська, Чижівська та інші. Літологічно ці відклади представлені теригенними породами – аргілітами і алевролітами, в нижній частині – з прошарками пісковиків.

Візейський ярус – С_{1v}

Відклади візейського ярусу незгідно залягають на турнейських і підрозділяються на нижній і верхній під'яруси. Нижньовізейський під'ярус св. № 312/02 Клименківська не розкритий. На сусідніх площах у складі візейського під'ярусу виділяються дві літологічні товщі: нижня – піщано-глиниста і верхня – вапняково-глиниста.

Верхньовізейський під'ярус – С_{1v2}

Породи верхньовізейського під'ярусу залягають на нижньовізейських зі стратиграфічною і кутовою незгідністю і розкриті св. № 312/02 Клименківська в інтервалі 4524 - 5211 м. Розкритий свердловиною розріз верхньовізейського під'ярусу літологічно представлений глинисто-піщаною та глинисто-алевролітовою товщами, в яких присутні окремі прошарки вапняків. Глинисто-піщана товща, розкрита св. № 312/02 Клименківська, в інтервалі 4784 - 5211 м охарактеризована кернами. У цій товщі виділені аналоги продуктивних горизонтів В-17в, В-17н, В-18, В-19в, В-19н, В-20в+н, В-21в, В-21н.

Нижня частина товщі суттєво глиниста, достатньо охарактеризована керовим матеріалом. Літологічно це аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, міцні, місцями алевритисті, слюдисті з включеннями залишків фауни, зустрічаються прошарки алевролітів сірих, кварцових, слюдистих, тонковерстуватих.

Вище за розрізом збільшується питома вага пісковиків. Пісковики сірі, грубозернисті, поступово переходять в середньо-дрібнозернисті, міцні, кварцові, слюдисті, місцями зустрічаються сутурові шви.

Горизонти В-14, В-15, В-16в, В-16н св. № 312/02 Клименківська, розкриті в інтервалі 4524 - 4784 м. Літологічно розріз представлений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкодисперсні, тонковерстуваті, вапнисті, бітумінозні. Алевроліти темно-сірі, прошарками світло-сірі, масивні і тонковерстуваті, дуже глинисті, слюдисті, прошарками кварцові, місцями з відкритими тріщинами. Пісковики сірі, місцями бурувато-сірі, дрібнозернисті, кварцові, слабозцементовані. Вапняки мають підпорядковане значення, порівняно незначну товщину і залягають у вигляді прошарків. Товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу – 687 м.

Серпуховський ярус – С_{1s}

Серпуховські відклади залягають на підстилаючих верхньовізейських без видимого неузгодження і підрозділяються на під'яруси: нижньосерпуховський та верхньосерпуховський. Характерною особливістю відкладів серпуховського ярусу є їх доволі постійна витриманість в досліджуваному районі в плані літологічного складу. В районі досліджуваної площі вони представлені аргілітами темно-сірими і чорними, вуглистими з прошарками алевролітів та пісковиків, рідко вапняків. Пісковики більш поширені у верхній частині розрізу серпуховського ярусу. Потужність серпуховських відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 339 м.

Середньокам'яновугільний відділ – С₂

Середньокам'яновугільні відклади з стратиграфічним неузгодженням залягають на породах серпуховського ярусу і представлені башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус – С_{2b}

Відклади башкирського ярусу підрозділяються на нижній і верхній під'яруси. Нижньобашкирський під'ярус трансгресивно залягає на верхньосерпуховських відкладах і літологічно представлений карбонатною товщею, складеною, переважно, вапняками, в нижній частині – аргілітами з прошарками вапняків. Ці породи представляють так звану башкирську карбонатну «плиту», до покрівлі якої приурочується сейсмічний відбиваючий горизонт Vб₂. Вапняки

сірі, міцні, щільні і тріщинуваті, скритокристалічні і глинисті. Аргіліти сірі, темно-сірі, щільні, верстуваті. Відклади верхньобашкирського під'ярусу регресивно, без видимого стратиграфічного перериву залягають на нижньобашкирських. Складені, переважно, теригенними утвореннями – аргілітами, алевролітами, пісковиками, вапняки зустрічаються лише подекуди і тяжіють в основному до нижньої частини розрізу. Аргіліти сірі, слюдисті з малопотужними прошарками бурого вугілля. Алевроліти сірі до темно-сірих, паралельноверстуваті, щільні, з включеннями обвугленої рослинності. Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, тріщинуваті. Вапняки сірі, щільні, скритокристалічні. Товщина відкладів башкирського ярусу у св. № 312/02 Клименківська – 420м.

Московський ярус – С_{2m}

Відклади московського ярусу згідно залягають на башкирських і представлені нижнім і верхнім під'ярусами. Нижньомосковський – представлений піщано-аргілітовою товщею. Пісковики і алевроліти польовошпатово-кварцові, зеленувато-сірі і строкатоколірні, дрібнозернисті. Аргіліти темно-сірі, строкатоколірні, щільні. Верхньомосковський під'ярус згідно залягає на нижньомосковському, не порушуючи загального регресивного напрямку осадонакопичення в середньокам'яновугільний період. Представлений аргілітами, алевролітами і пісковиками, аналогічними до вищеописаних, утворюючи малопотужні прошарки, які чергуються між собою. У верхній частині під'ярусу виділяється пласт маркуючого вапняку М-9, який є надійним репером для всієї ДДЗ. Товщина відкладів московського ярусу в св. № 312/02 Клименківська – 357 м.

Верхньокам'яновугільний відділ – С₃

Верхньокам'яновугільні відклади узгоджено залягають на підстеляючих породах середнього карбону. Представлені чергуванням прошарків та потужних пачок пісковиків і аргілітів. Пісковики сірі, зеленувато-сірі, строкатоколірні, різнозернисті, польовошпатово-кварцові, в основному слабозцементовані. Аргіліти зеленувато-сірі, строкатоколірні, в різній мірі алевритисті, подекуди вапнисті, місцями переходять в аргілітоподібні глини. Потужність верхньокам'яновугільних відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 522 м.

Пермська система – Р

Нижній відділ – Р₁

Відклади пермської системи з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають на породах верхнього карбону і представлені в об'ємі картамишської, никитівської і славянської світ. Картамишська світа складена чергуванням пісковиків польовошпатово-кварцових, червонувато-бурих, зеленувато-сірих і строкатоколірних, різнозернистих, слабозцементованих і глин аргілітоподібних, переважно, строкато-колірних з прошарками алевролітів зеленувато-сірих, фіолетово-червоних і жовтувато-сірих. Відклади никитівської і славянської світ незгідно залягають на підстилаючих, утворюючи витриману по всій ДДЗ сульфатно-карбонатно-сольову товщу. Літологічно товща представлена пластами рожево-сірих ангідритів, доломітів, вапняків з прошарками аргілітоподібних глин і потужних пачок кам'яної солі. Товщина відкладів нижньої пермі у св. № 312/02 Клименківська – 366 м.

Мезозойська ератема – Мz

В складі мезозойської ератеми виділяються тріасова, юрська та крейдяна системи.

Тріасова система – Т

Тріасові відклади, які розкрила св. № 312/02 Клименківська, представлені в об'ємі нижнього та середнього відділів, яким відповідають товщі глин строкатоколірних слюдистих та карбонатних з прошарками пісковиків світло-сірих. Загальна потужність тріасових відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 775 м.

Юрська система – J

Відклади юрської системи незгідно залягають на розмитій поверхні тріасових і представлені середнім і верхнім відділами.

Середній відділ – J₂

Середньоюрські відклади представлені байоським та батським ярусами. Байоський ярус складений рихлими пісковиками і пісками світло-сірими, дрібнозернистими, кварцовими з прошарками бурого вугілля і темно-сірих глин. Батський ярус у нижній частині складений глинами з прошарком дрібнозернис-

того кварцового піску. Вище за розрізом спостерігається тонке чергування прошарків глин, пісків і алевролітів. Потужність відкладів середньої юри у св. № 312/02 Клименківська – 135 м.

Верхній відділ – J₃

Відклади верхньої юри згідно залягають на середньоюрських породах і представлені келовейським, оксфордським, кимериджським та волзьким ярусами. Літологічно вони складені глинами сірими, зеленувато-сірими, слюдистими з підпорядкованим значенням алевролітів, пісковиків та вапняків. Потужність верхньоюрських відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 297 м.

Крейдяна система – К

Відклади крейдяної системи представлені в об'ємі нижнього і верхнього відділів.

Нижній відділ – К₁

Відклади нижнього відділу крейдяної системи незгідно залягають на верхньоюрських і представлені валанжин-готерив-баремським і апталбським ярусами, складеними пісками світло-сірими, різнозернистими, кварцово-глауконітовими з прошарками глин сірих, сірих з блакитним відтінком, у нижній частині темно-сірих, вуглистих. Потужність відкладів нижнього відділу в св. № 312/02 Клименківська – 193 м.

Верхній відділ – К₂

Відклади верхньої крейди незгідно залягають на нижньокрейдяних і представлені сеноманським, коньяк-туронським, сантонським, кампанським, маастрихтським ярусами. В літологічному відношенні це мергельно-крейдяна товща. Потужність верхньокрейдяних відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 660 м.

Кайнозойська ератема – Кz

Відклади кайнозойської ератеми представлені в об'ємі палеогенової, неогенової і четвертинної систем.

Палеогенова система – Р

Відклади палеогенової системи зі стратиграфічним неузгодженням залягають на розмитій поверхні крейди і підрозділяються на три відділи: палеоцен, еоцен та олігоцен. Літологічно утворення включають сумську, канівську, бучацьку, київську та харківську світи, і складені вони теригенними відкладами: пісками сірими, зеленувато-сірими та світло-сірими з зеленуватим відтінком, дрібнозернистими, кварцово-глауконітовими з прошарками пісковиків та глин, а також пачками мергелів блакитно-сірих, іноді глинистих. Потужність палеогенових відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 332 м.

Неогенова система – N

Відклади неогенової системи незгідно залягають на палеогенових і представлені пісками дрібнозернистими, коричневими, жовтуватого-коричневими, кварцовими з прошарками бурих глин. Потужність неогенових відкладів у св. № 312/02 Клименківська – 98 м.

Антропогенова (четвертинна) система – Q

Антропогенові (четвертинні) відклади незгідно залягають на розмитій поверхні неогену і представлені пісками кварцовими, глинами та льосоподібними суглинками. Потужність антропогенових утворень у св. № 312/02 Клименківська – 30 м.

Найбільший інтерес для пошуків пасток нафти і газу викликає північно-східний схил Північно-Погарщинського прогину, для якого характерна наявність плікативно-диз'юнктивних дислокацій осадового чохла [1, 7].

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Проектована ділянка – Клименківська площа була підготовлена до глибокого пошукового буріння по відкладах візейського комплексу. Основні перспективи нафтогазоносності площі пов'язувались з піщаними пластами-колекторами нижньокам'яновугільних відкладів.

В результаті проведення пошукових робіт на Клименківській площі (св. № 312/02), передбачалось вирішити такі задачі: розкриття перспективних на

нафту і газ нижньокам'яновугільних відкладів та верхньої частини кристалічного фундаменту в межах контуру пастки; оцінка нафтогазоносності розрізу пошукової свердловини за результатами геолого-геофізичних досліджень; визначення флюїдоупорів, оцінка колекторських властивостей пластів, виділення нафтогазонасичених колекторів за даними лабораторного вивчення керну та за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловини (ГДС); одержання припливів вуглеводнів і визначення промислової цінності окремих пластів у результаті випробування як в процесі буріння, так і в експлуатаційній колоні; визначення фізико-хімічних властивостей флюїдів, гідрогеологічних особливостей нафтогазоперспективних комплексів порід; попередня геометризація продуктивних горизонтів за ємкісними і промисловими параметрами, виділення поверхів розвідки; одержання оцінки запасів вуглеводнів; уточнення подальших напрямків робіт [8].

Оскільки основним цільовим завданням пошукових робіт було відкриття та оцінка покладу (що прогнозувався у нижній частині верхньовізейського під'ярусу) в основу розміщення пошукових свердловин покладена структурна карта по горизонту відбиття V_{B23} , що приурочений до верхньої частини продуктивного горизонту В-22 (Рис. 1.4).

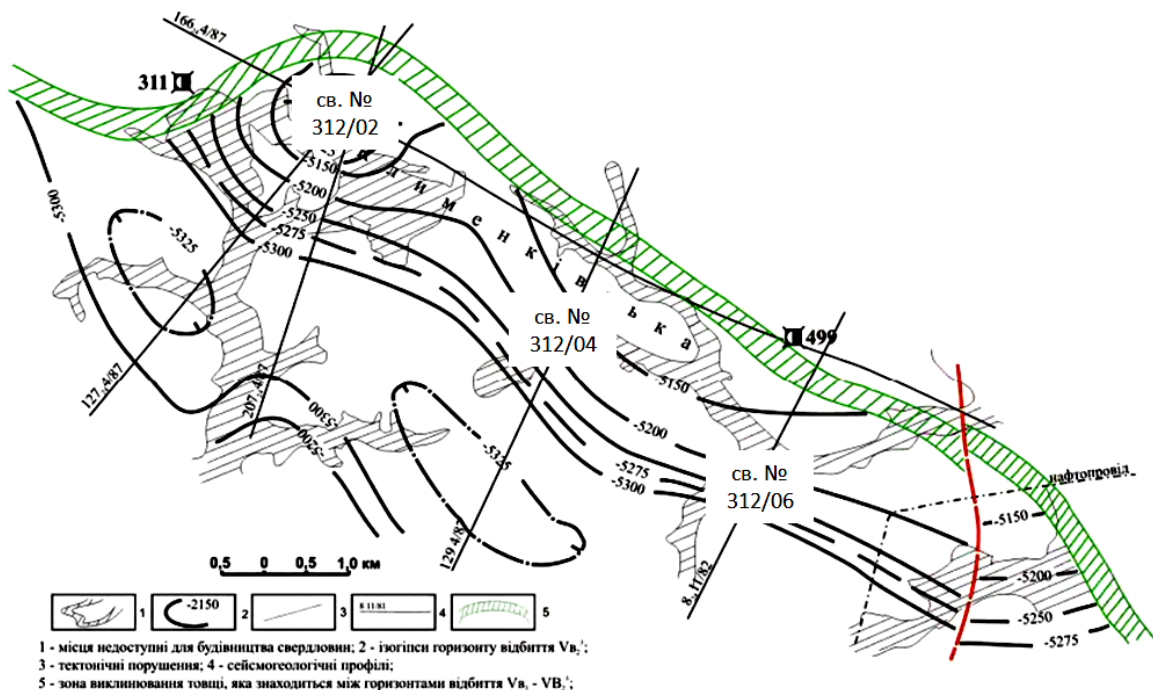


Рисунок 1.4. Схема розташування свердловин (Клименківська площа)

При розробці питань відносно місцезнаходження проектних розвідувально-експлуатаційних свердловин (св. №№ 312/04, 312/06), враховувались морфологічні і генетичні особливості Клименківської структури (односклепінна полога терасовидна складка седиментаційного походження, що простежується у вузькому стратиграфічному діапазоні, в якому колектори характеризуються невитриманістю по розрізу і площі), прогнозний тип пастки, площа передбачуваної продуктивності та доступність ділянки для будівництва бурових.

Свердловина № 312/02 проектувалась в межах північно-західної припіднятої склепінної частини структури, наступні – з урахуванням методики «крок пошукового буріння» [9], що могло б забезпечити поступове вивчення прогнозної моделі покладу, виключаючи пропуск газорідного контакту. Крок пошукового буріння приймався рівним 60 - 70м і відповідав очікуваній потужності перспективного горизонту В-22.

Пошукова св. № 312/02 пробурена в оптимальних умовах малоамплітудного склепіння в північно-західній частині Клименківської структурно-літологічної пастки, в місці перетину сейсмопрофілів 127 4/87 і 166 4/87 з метою пошуків покладів вуглеводнів у нижньокам'яновугільних відкладах візейського (В-22) та турнейського ярусів (Т), а також у верхній частині кристалічного фундаменту, за умови його розкриття.

Проектна глибина свердловини – 5650 м. Проектний горизонт – породи кристалічного фундаменту. Фактична глибина свердловини – 5211м. Фактично розкритий горизонт – верхньовізейський під'ярус (В-21) нижнього карбону.

Фактична конструкція свердловини:

- Кондуктор Ø 324 мм – 470 м, зацементовано до гирла.
- Проміжна колона Ø 245 мм – 3526 м, зацементована до гирла.
- Експлуатаційна колона Ø 140 мм – не спускалась.

В свердловині виконано повний комплекс ГДС до глибини 5211м. Керн відбирався з верхньовізейських відкладів нижнього карбону, при плані 39 м з керном пробурено 44 м, винос керну склав 28,2 м, або 65,2%.

Буріння свердловини під 324 мм кондуктор до глибини 427 м проводи-

лось роторним способом долотами 393,7 МЦВ, в інтервалі 427 - 542 м – долотами 320 СГВ на буровому розчині з параметрами: густина $\rho = 1,16 \text{ г/см}^3$, умовна в'язкість $T = 40 \text{ сек.}$, водовіддача $B = 6,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, СНЗ = 8 - 12 Па.

Буріння під 245 мм технічну колону продовжувалось роторним способом долотами: 295,3 МГВ, МСГВУ, СГВ, СНГУ, СЗГВ, СГВУ, ТЦВ. Промивання свердловини до глибини 2588 м здійснювалось гуматно-акриловим розчином з параметрами: $\rho = 1,18 - 1,23 \text{ г/см}^3$, $T = 40 - 80 \text{ сек.}$, $B = 6 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, СНЗ = 20 - 22 Па. З глибини 2588 м перейшли на мінералізований буровий розчин з параметрами: $\rho = 1,26 - 1,28 \text{ г/см}^3$, $T = 80 - 100 \text{ сек.}$, $B = 6 - 7 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, СНЗ = 22 - 24 Па. Технічна колона спущена двома секціями до глибини 3526 м з встановленням заливної муфти ЗМ-245 на глибині 2747 м; опресована тиском 300 атм – визнана герметичною.

Подальше буріння свердловини в інтервалі 3536 - 5211 м продовжувалось роторним способом долотами: 215,9 СГВ, СЗН, СЗГВ та інші з використанням обважених бурильних труб (ОБТ). Відбір керну проводився за допомогою снаряду «Надра» і бурових головок 212,7/80 ТКЗ, 187,3/80 ТКЗ. Промивка свердловини проводилась хлормагнієвим буровим розчином з параметрами: $\rho = 1,24 - 1,3 \text{ г/см}^3$, $T = 80 - 100 \text{ сек.}$, $B = 6 - 7,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, СНЗ = 20 - 24 Па.

Результати інтерпретації матеріалів ГДС, лабораторного вивчення керну і даних випробування під час буріння однозначно свідчать про відсутність в розкритому розрізі свердловини пластів, перспективних в нафтогазоносному відношенні. Розкритий свердловиною розріз задовільно зіставляється з розрізом свердловини № 311 Яганівська. По покрівлі горизонту В-21 св. № 312/02 знаходиться гіпсометрично на 75 м вище свердловини № 311 Яганівська. Із співставлення розрізів видно, що св. № 312/02 розкрила нормальний непорушний розріз нижньокам'яновугільних відкладів.

Враховуючи складну геологічну модель Клименківського об'єкту, св. № 312/02 Клименківська ліквідована без спуску експлуатаційної колони, як така, що виконала своє геологічне призначення.

Свердловина № 312/04 Клименківська, згідно проекту пошукового бурін-

ня проектується поблизу сейсмічного профілю 129₂₄ 4/87 в 0,85 км на південний захід від перетину цього сейсмопрофілю з сейсмопрофілем 166₂₄ 4/87, на відстані 3,2 км на південний схід від св. № 312/02 Клименківська, з метою вивчення геологічної будови площі, встановлення зони розвитку колекторів та визначення межі розповсюдження покладів вуглеводнів (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Клименківського об'єкту

Шкала глибин, м	Геологічний індекс	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
			за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0 - 650	Kz, K	Пісок, глина, мергель	III	I	0,0100	0,0135	Обвали
650 - 1200	K	Глина, пісок	II	II	0,0102	0,0140	Набрякання, обвали
1200 - 1800	K, J	Глина, пісок, алевроліт, рихлий пісковик	V	IV	0,0108	0,0155	Поглинання
1800 - 2800	P, T	Пісковик, аргіліт, вапняк	VI	IV	0,0116	0,0170	Осипи аргілітів
2800 - 4150	P, C ₃ , C ₂	Алевроліт, вапняк, пісковик	VII	VI	0,0112	0,0160	Поглинання
4150 - 5450	C ₁	Алевроліт, аргіліт, пісковик	VII	VI	0,0124	0,0190	Зона нафтогазопроявлення

Свердловина № 312/06 (з аналогічними завдяннями), проектується на сейсмопрофілі 8₂₄ 11/82 в 1,75 км на південний захід від перетину з сейсмопрофілем 166₂₄ 4/87 на відстані 3,0 км від проектної свердловини № 312/04.

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірнично-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів [10].

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Визначальний термін «конструкція свердловини» включає в себе такі основні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибину їх спуску, протяжність, номінальний діаметр обсадних колон і інтервали їх цементування [11].

Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроектованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень та робіт у свердловині (наприклад ГДЗ). Конструкція свердловини залежить від міри вивчення геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, допустимої протяжності інтервалів, де можливе буріння без кріплення, рекомендованого (необхідного) діаметру останньої (експлуатаційної) колони, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля.

Кріплення свердловини проводять з різними цілями: закріплення стінок свердловини в інтервалах нестійких порід; ізоляція зон катастрофічного поглинання промивальної рідини і зон можливих перетікань пластових рідин стовбуром; відокремлення інтервалів, де геологічні умови вимагають застосування промивальної рідини з різною густиною; відокремлення продуктивних горизонтів і ізоляція їх від водоносних пластів; утворення надійного каналу у свердловині для витягання вуглеводнів або подачі закачуваної в пласт рідини; створення надійної основи для установки гирлового устаткування.

В глибокі свердловини зазвичай спускають декілька обсадних колон [10], які розрізняються за призначенням і глибиною спуску: шахтний напрям – служить для закріплення гирла свердловини і відведення бурового розчину, що ви-

ливається зі свердловини, в циркуляційну систему; кондуктор – встановлюється для закріплення стінок свердловини в інтервалах, представлених зруйнованими і вивітреними породами, і оберігання водоносних горизонтів – джерел водопостачання від забруднення; проміжна колона призначена для ізоляції інтервалів слабозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; експлуатаційна колона утворює надійний канал у свердловині для витягання пластових флюїдів або закачування агентів в пласт; глибина її спуску визначається положенням продуктивного об'єкту; в інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорують або оснащують фільтром; особливий клас колон становлять потайні або хвостовики, які служать для перекриття деякого інтервалу в стовбурі свердловини; верхній кінець таких колон не досягає поверхні і розміщується усередині розташованої вище обсадної колони (якщо вона не має зв'язку з попередньою колоною, то така колона називається «летючкою»).

Розробка конструкції свердловини починається з рішення таких проблем [12]: визначення необхідної кількості обсадних колон і глибини спуску кожної з них; обґрунтування розрахунковим шляхом номінальних діаметрів обсадних колон і діаметрів породоруйнівного інструменту.

Число обсадних колон визначається на підставі аналізу геологічного розрізу в місці закладення свердловини, врахування наявності зон, де буріння зв'язане з ускладненнями, аналізу картини зміни коефіцієнтів аномальності пластового тиску і індексів поглинання. За наявними даними будують графік зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску і індексу тиску поглинання; на нім виділяють також інтервали, які можна проходити з використанням розчину однієї густини.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.1). Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху. Діаметр експлуатаційної колони, обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини та параметрами технології розробки в умовах Клименківської площі, складає 127 мм.

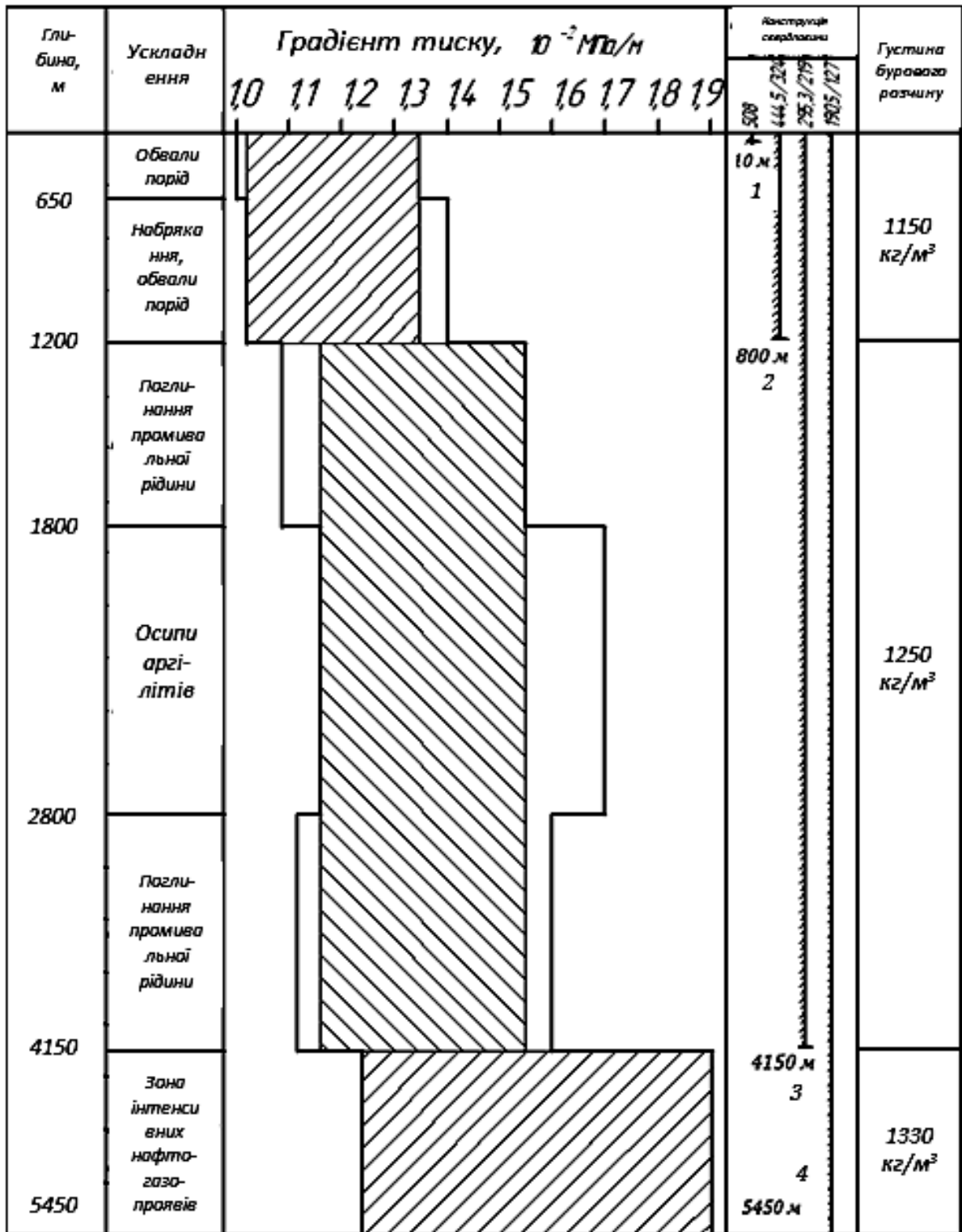


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання (Клименківська структура)

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

- в інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрям, з контролем вертикальності встановлення та повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 650 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід, схильних до набрякань та обвалів, з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 4150 м – проміжна колона, яка ізолює вплив зон поглинання рідини та руйнувань стінок свердловини, з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 5450 м – експлуатаційна колона, з повною цементацією затрубного простору.

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону [13]:

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

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

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

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота [14], приймаємо $D_{\delta}^e = 190,5$ мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [15], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{np}} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{np}} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

б) діаметр напрямку дорівнює:

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

приймаємо $D_{\text{зн}}^h = 508$ мм.

Для встановлення направляючої колони буде споруджено спеціальний шурф.

Отримані дані зводимо до підсумкової табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Загальна характеристика конструкції свердловини (Клименківська структура)

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напрямок	1	508	10	До гирла	-
Кондуктор	2	324	650	До гирла	444,5
Проміжна	3	219	4150	До гирла	295,3
Експлуатаційна	4	127	5450	До гирла	190,5

Таким чином, в результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Клименківської структури, промислова продуктивність якої пов'язана з піщаними пластами-колекторами нижньокам'яновугільних відкладів.

2.2 Вибір способу буріння

На даний час в галузі спорудження свердловин розроблено та застосовується численна кількість способів буріння, серед яких можна виділити механічний, термічний, електроімпульсний та ін., проте широке промислове застосування залишається практично тільки за способами механічного буріння – ударним (обмежено) і обертальним [16].

При обертальному бурінні поглиблення забою відбувається в результаті

одночасної дії на породоруйнівний інструмент – у випадку спорудження нафтогазових свердловин – долото, навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото занурюється в породу, а під впливом крутного моменту сколює останню. Існують такі різновиди обертального буріння – роторний та з використанням вибійних двигунів [17].

При роторному бурінні потужність від двигунів передається через лебідку до ротора (рис. 2.2, а) – спеціального обертального механізму, встановленого над гирлом свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону і пригвинчене до неї долото. Тому, при роторному бурінні занурення долота в породу відбувається при русі уздовж осі свердловини бурильної колони, що обертається, а при бурінні із вибійним двигуном – бурильної колони, яка не обертається. При бурінні із вибійним двигуном долото пригвинчено до валу, а бурильна колона – до корпусу двигуна. При роботі двигуна обертається його вал з долотом, а бурильна колона сприймає лише реактивний момент обертання корпусу двигуна, який гаситься заклиненним ротором (у ротор встановлюють спеціальну заглушку).

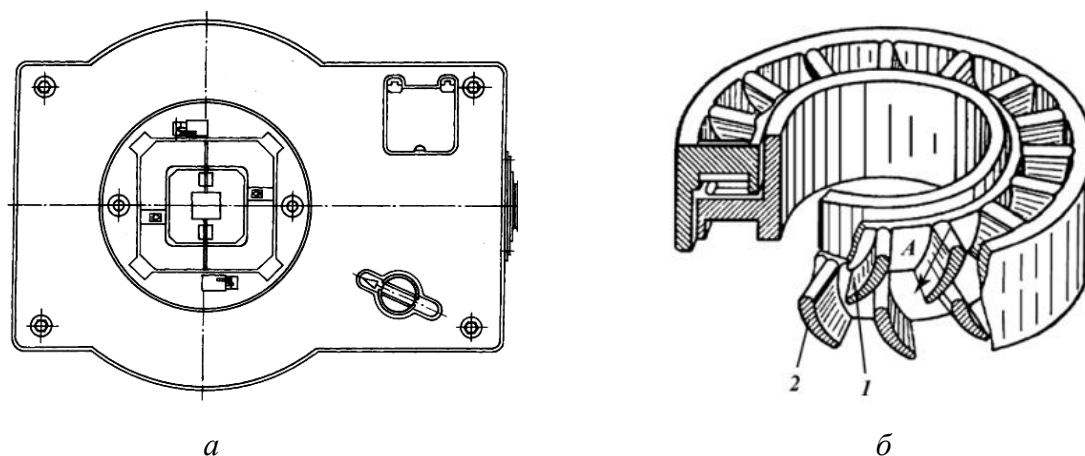


Рисунок 2.2. Типи бурових обертасів: а – ротор, б – сходи́нка турбобура (1 – лопать статора А, 2 – лопать ротора)

Нині застосовують наступні види вибійних двигунів – турбобур (рис. 2.2, б), гвинтовий двигун і електробур (останній застосовують у край рідко).

При бурінні з турбобуром або гвинтовим двигуном гідравлічна енергія потоку бурового розчину, що рухається вниз по бурильній колоні, перетворю-

ється в механічну на валу вибійного двигуна, з яким сполучено долото. При бурінні з електробуром електрична енергія подається по кабелю, секції якого змонтовані усередині бурильної колони і перетворяться електродвигуном в механічну енергію на валу, яка безпосередньо передається долоту.

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

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

Доцільність застосування тих, або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини [12].

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

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Породоруйнівний інструмент, що представлений доволі широкою номенклатурою [17], призначений для руйнування гірської породи на забої при бурінні свердловини. За принципом руйнування породи інструмент підрозділяється на групи: ріжуче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання в'язких, пластичних і малоабразивних порід невеликої твердості; дробляче-сколюючої дії – застосовується для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних; стираюче-ріжучої дії

– застосовується для буріння в породах середньої твердості, а також при чергуванні високопластичних малов'язких порід з породами середньої твердості і навіть твердими.

За призначенням породоруйнівний інструмент підрозділяється: для буріння суцільним забоем (без відбору керна) – бурові долота; для буріння по кільцевому забою (з відбором керна) – бурильні головки або колонкові долота; для спеціальних робіт в пробуреній свердловині (вирівнювання і розширення ствола) і в обсадній колоні (розбурювання цементного каменю).

За конструктивним виконанням породоруйнівний інструмент ділиться на групи: лопатевий, шарошковий, секторний.

Найбільшого поширення в практиці буріння нафтових і газових свердловин набули тришарошкові долота дробляче-сколюючої дії з твердосплавним або сталевим озброєнням (рис. 2.3, *а*) [17]. Лапи зварюють між собою. На верхньому кінці конструкції нарізано замкове приєднувальне різьблення. Кожна лапа в нижній частині завершується цапфою, на якій проточені бігові доріжки під кульки і ролики. На цапфі через систему підшипників встановлюється шарошка з біговими доріжками. Тіло шарошки оснащено сталевими зубами, розміщеними по вінцях. На торці з боку приєднувального різьблення вибиваються шифр долота, його порядковий номер, рік виготовлення.



Рисунок 2.3. Типи бурових доліт

Проте, останнім часом прослідковується чітка тенденція переходу на буріння із застосуванням так званих доліт типу PDC – polycrystalline diamond compact (рис. 2.3, *б*); названі долота працюють за принципом різання-

сколювання, який став базовим сучасної бурової техніки, оскільки з усіх механізмів руйнування породи різання є найбільш ефективним, унаслідок того, що міцність породи на розтягування і сколювання значно менше її міцності на стискування [18]. Успішність роботи доліт, армованих пластинами PDC, багато в чому залежить від ефективності їх озброєння. Уперше різці PDC стали відомі у кінці 70-х років минулого століття, під зарубіжним брендом “Stratapak”, а пізніше, зазнавши змін, здобули широку популярність і свою загальноприйняту назву – пластини PDC. Вітчизняний досвід застосування доліт, оснащених пластинами PDC, показав, що ці різці мають зносостійкість в десятки разів вищу за аналогічні характеристики вольфрам-кобальтових твердих сплавів. При роторному бурінні і бурінні вибійними двигунами, долота розглядуваного типу забезпечують двократний приріст механічної швидкості в порівнянні з шарошковими долотами, а проходка на долото збільшується в 3 - 7 разів при осьовому навантаженні в 2 - 2,5 рази меншому, за аналогічний показник для шарошкового. Разом з тим, за використання доліт типу PDC при бурінні в гірських породах підвищеної твердості і абразивності, тріщинуватих гірських породах, а також в м'яких і середніх гірських породах із твердими включеннями, спостерігається підвищений, а іноді і аномальний, знос їх озброєння. Саме тому гостро постає питання правильного вибору сфери їх застосування, і насамперед, виділення інтервалів свердловин, в яких застосування доліт PDC не раціонально.

Виходячи з того положення, що за Клименківською структурою майже відсутні вичерпні дані щодо геолого-технічних умов проведення свердловин, а проектний геологічний розріз представлений твердими абразивними гірськими породами, приймаємо в якості породоруйнівного інструменту шарошкови долота.

Шарошкови долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дроблячого класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ – до доліт дробляче-сколюючого класу [19].

Для орієнтованого вибору типу бурових шарошкових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [11, 15].

Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Короткі відомості про технічні параметри прийнятих доліт (для геолого-технічних умов Кліменківської структури)

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю	категорія за абразивністю			
0 - 650	III	I	III444,5С - ЦВ	252	500
650 - 1800	II - V	II - IV	III295,3СЗ - ГВ	80	400
1800 - 4150	VI - VII	IV - VI	III295,3ТЗ - ЦВ	77	400
4150 - 5450	VII	VI	III190,5К - ГНУ	33	250

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву [14]. Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву., оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, які мають клиноподібну породоруйнуючу поверхню.

2.4 Вибір бурильної колони

Розробка конструкції бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціонального її складу. На основі розрахунків вибирають бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності стали. 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 [12].

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб (ОБТ), замків, перехідників і з'єднувальних муфт (рис. 2.4).

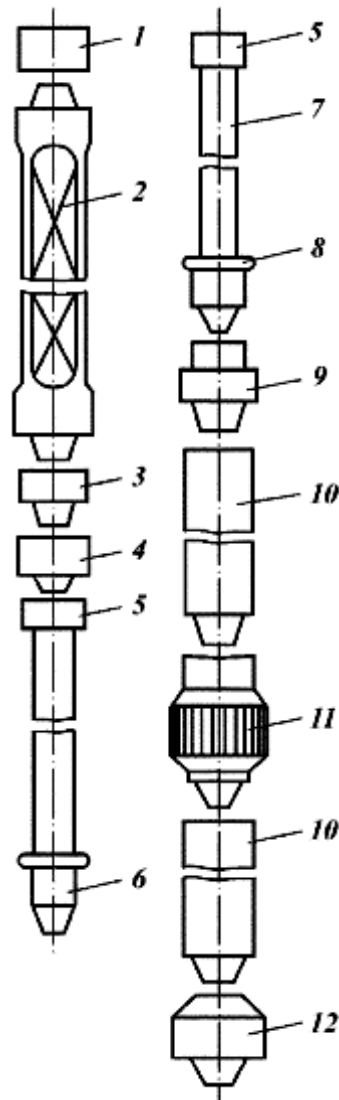


Рисунок 2.4. Схема бурильної колони: 1 – верхній перевідник ведучої труби; 2 – ведуча труба; 3 – нижній перевідник ведучої труби; 4 – запобіжний перевідник; 5 – муфта замка; 6 – ніпель замка; 7 – бурильна труба; 8 – протектор; 9 – перевідник на ОБТ; 10 – ОБТ; 11 – центратор; 12 – наддолотний амортизатор

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.

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

Розробка КНБК зводиться до визначення діаметра і довжини обважнених бурильних труб (ОБТ), обґрунтування конструкції КНБК що дозволяє дотриму-

вати заданої траєкторії свердловини. Після розробки КНБК приступають до вибору бурильних труб для комплектування секцій і розрахункові довжин секцій.

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

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб (БТ) [20]. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_o \leq 295,3$ мм):

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

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

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

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 114$ мм

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

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [12].

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; $q_{\text{ОБТ}} = 102,9$ кг [15].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,83}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

значають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [17, 21], для проектованого випадку центратори необхідно встановити через кожні 125 м (загалом приймаємо 2 центратори).

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 – 114, матеріал виготовлення - сталь групи міцності «Д» з товщиною стінки 10 мм.

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

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

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

$$Q_{p1} = \frac{Q_{пл}}{K_1 n},$$

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

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

$G_{ОБТ}$ – 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;

$Q_{пл}$ – 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_I – коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту и моменту на вигин (при бурінні забійними двигуном $K_I = 1$; при роторному бурінні $K_I = 1,04$).

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

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

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(375 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 330) \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,078^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 811 \text{ м}$$

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

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

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

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

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

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 506 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН}; \quad l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 221 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН}; l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 298 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН}; l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м.}$$

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

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

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

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

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

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208 \text{ кН}; l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 373 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p8} = \frac{1910}{1,04 \cdot 1,4} = 1311 \text{ кН}; l_8 = \frac{1311 - 1208}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 407 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p9} = \frac{2100}{1,04 \cdot 1,4} = 1442 \text{ кН}; l_9 = \frac{1442 - 1311}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 476 \text{ м.}$$

Десята секція: сталь групи міцності «S,P», товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p10} = \frac{3302}{1,04 \cdot 1,4} = 2270 \text{ кН}; l_{10} = \frac{2270 - 1442}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 3000 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

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

$$l_{10} = 5450 - (800 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 350 + 400 + 475 + 375 + 300) = \\ = 1050 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{10} = 1050$ м.

Отримані розрахункові дані щодо конструкції бурильної колони, зводимо до підсумкової табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Відомості про параметри бурильної колони, що komponується з БТ діаметром 114 мм

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
10	10	S,P	0	1050	1050	0,289	174
9	10	Л	1050	1525	475	0,289	79,475
8	9	Л	1525	1925	400	0,265	236
7	10	Е	1925	2275	350	0,289	101,15
6	10	К	2275	2600	325	0,289	93,925
5	9	К	2600	3000	400	0,265	106
4	8	К	3000	3275	275	0,242	66,55
3	10	Д	3275	3475	200	0,289	57,8
2	9	Д	3475	3975	500	0,265	132,5
1	8	Д	3975	4775	800	0,242	193,6
НК	10	Д	4775	5075	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	5075	5450	375	1,029	385,9
РАЗОМ							≈ 1730

Розрахунок конструкції КНБК та бурильної колони завершено, в результаті чого отримано їх раціональний склад для умов спорудження свердловини на Клименківській площі.

2.5 Вибір режимів роторного та турбінного буріння

До основних чинників, що визначають міру продуктивності і ефективності процесу буріння, належать такі режимні параметри: осьове навантаження на долото, частота обертання останнього, витрата бурового розчину; крім того, суттєвий вплив на хід процесу спорудження свердловин чинять показники якості бурового розчину, тип породоруйнівного інструменту, відповідного геологі-

чним умовам та механічним властивостям гірських порід [20].

Розрізняють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на вибої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативно змінювати. Перші називаються керованими. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, називається режимом буріння.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих показників за даних умов буріння, називається оптимальним [22]. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – провідка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини та максимального виходу керна, створення умов якісного розкриття продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними. Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра майже повністю залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

Виділяють наступні основні показники ефективності буріння нафтових і газових свердловин: проходка на долото, механічна і рейсова швидкості буріння.

Проходка на долото важливий показник, що визначає витрату доліт на буріння свердловини і потребу в них, число спуско-підймальних операцій (СПО), зношування підйомного устаткування, трудомісткість буріння, можливість деяких ускладнень. Проходка на долото більшою мірою залежить від абразивності порід, стійкості доліт, правильності їх підбору, режимів буріння і критеріїв відробітку доліт.

Руйнування гірської породи на забої механічним способом неможлива без створення осьового навантаження на долото.

Із зміною частоти обертання шарошкового долота змінюється число актів нанесення ударів по вибою зубками інструменту. При малій частоті обертання долота проміжок часу, протягом якого залишається розкритою тріщина в породі, що утворюється при втискуванні зубка, достатній для того, щоб в цю тріщи-

ну проник фільтрат бурового розчину (чи сам розчин) [23]. В цьому випадку відрив сколеної частки від забою і її видалення полегшуються. При збільшенні ж частоти обертання зменшується проміжок часу, протягом якого тріщина розкрита, і фільтрат може заповнювати її, тому після відриву зубка шарошки від породи тріщина стулюватиметься, а притискуюча сила і фільтраційна кірка утримуватимуть частку та перешкоджатимуть її видаленню із вибою. За таких умов на вибої буде концентруватися шар сколених, але не видалених часток, які повторно розмелюватимуться зубцями долота.

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і забою, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення [24]. На механічну швидкість буріння впливають густина, в'язкість, фільтрація, вміст піску і ряд інших параметрів бурового розчину. Найсуттєвіше чинить вплив густина бурового розчину.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на вибої – усе це скорочує продуктивний час перебування долота на вибої. Проте кінцева мета – не збільшення тривалості перебування долота на вибої, а отримання більшої проходки на долото за можливо коротший час. Тому якщо зміна якогось параметра обумовлює скорочення тривалості роботи долота на вибої, але одночасно збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то воно доцільне [25].

Осьове навантаження на долото C_d визначається на підставі таких технологічних факторів, як міцність порід за штампом і площа контакту зубів долота із гірським масивом:

$$C_d = k_{\text{п}} p_{\text{ш}} F_{\text{к}} \quad (2.11)$$

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

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

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

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

Значення контактної площі F_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах [19]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

$$\underline{\text{Ш444,5С - ЦВ}} C_o = 0,7 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 106400\text{Н} \approx 106 \text{ кН} < [C_d]=500 \text{ кН.}$$

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

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

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

Частота обертання долота приймається в залежності від типа долота та типа його опори [20].

$$\underline{\text{Ш444,5С - ЦВ}} n_o = 100 \text{ об/хв.}$$

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

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

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

Витрата промивальної рідини визначається виходячи з таких принципів:

- забезпечення умови очищення вибою від зруйнованої породи

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

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

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

$q_0 = 0,35 - 0,5$ – при роторному способі та електробурінні; $q_0 = 0,5 - 0,7$ – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами;

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

$$\underline{\text{Ш444,5С - ЦВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,4445^2 \cdot 0,4 = 0,062 m^3/c;$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ - ГВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,65 = 0,044 m^3/c;$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ - ЦВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,6 = 0,040 m^3/c;$$

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

- забезпечення умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

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 [22].

$$\text{Ш444,5С - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,114^2) \cdot 0,5 = 0,072 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Параметри режиму буріння для умов спорудження свердловини на Клименківській площі

Тип долота	Інтервал буріння, м	Спосіб буріння	Значення режимних параметрів		
			С, даН	n, об/хв	Q, дм ³ /с
Ш444,5С - ЦВ	0 - 650	роторний	10600	100	72
Ш295,3СЗ - ГВ	650 - 1800	турбінний	13400	300	58
Ш295,3ТЗ - ЦВ	1800 - 4150	турбінний	33800	300	41
Ш190,5К - ГНУ	4150 - 5450	роторний	25000	80	13

В результаті проведеного розрахунку отримано базові параметри режиму буріння.

Обґрунтування густини промивальної рідини

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

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

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 визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [12].

$$\text{- інтервал буріння 0 - 650 м: } \rho_{np} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 650)}{9,81 \cdot 650} \approx 1150 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 650 - 4150 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (11600 \cdot 4150)}{9,81 \cdot 4150} \approx 1250 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 4150 - 5450 м: } \rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 5450)}{9,81 \cdot 5450} \approx 1330 \text{ кг/м}^3.$$

Розрахунок гідравлічної програми промивання свердловини

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [26]:

$$P = P_m + P_{кл} + P_z + P_{ОБТ} + P_{клОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.15)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{кл}$ - 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. Для цього визначають фактичне Re і критичне $Re_{кр}$.

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

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

V - швидкість руху промивальної рідини, м/с;

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

D_c - діаметр свердловини, м;

d_{zn} - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_r^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.16)$$

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7 \quad (2.17)$$

У випадку $Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний, за $Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний.

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.18)$$

де F – площа поперечного перерізу, м²;

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

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

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_b} \quad (2.19)$$

$$p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)} \quad (2.20)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

$\beta_T, \beta_{\text{кп}}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.5) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пл}} V} \quad (2.21)$$

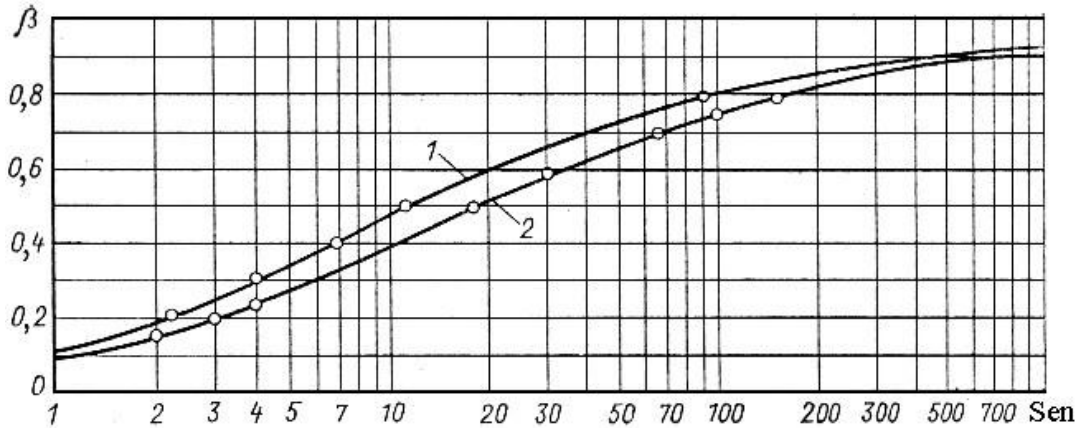


Рисунок 2.5. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_m ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{\text{кп}}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пл}}}{d_r} l, \quad (2.22)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (2.23)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.24)$$

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

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.25)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right), \quad (2.26)$$

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

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

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

$$i = \frac{l}{l_T}, \quad (2.27)$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [27].

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

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

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

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

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

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

де μ_d – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [26].

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 практичних 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

$$f_d = \frac{Q}{V_d} \quad (2.31)$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

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

де d_n – діаметр насадки, м;
 n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то цей інтервал недоцільно бурити з використанням доліт, що мають гідромоніторну систему очищення (долота з гідромоніторним ефектом). 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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_m = 0,035 \frac{1,9^2}{2} \frac{1330}{0,094} 5075 = 4,16 \cdot 10^6 \text{ Па} = 4,2 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_{кл} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 5075}{0,8 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,2 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{5075}{12,5} = 406 \text{ шт. } \xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2$$

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

$$P_s = 1330 \cdot 406 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 1,05 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,1 \text{ МПа}$$

Втрати тиску в ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в обв'язуванні

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_0 = 0,8 \cdot 32 - (4,2 + 1,2 + 1,1 + 0,4 + 0,6 + 0,3) \approx 17,4 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_0 = \mu_0 \sqrt{\frac{2P_0}{\rho_{\text{пр}}}}, \text{ м/с}$$

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

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{\text{кр}} \leq 12 - 13 \text{ МПа}$. Оскільки $P_{\text{мд}} = 17,4 \text{ МПа} > P_{\text{кр}}$, то приймаємо $P_{\text{мд}} = P_{\text{кр}} = 13 \text{ МПа}$.

$$V_0 = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1330}} = 126 \text{ м/с.}$$

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_d гідромоніторного долота

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

Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

Розрахунок стандартної гідравлічної програми, для спорудження експлуатаційного каналу свердловини на Клименківській площі, завершено.

2.6 Ускладнення при бурінні

Фактори утруднення поглиблення стовбура свердловини, викликані порушенням її стану, носять назву ускладнень при бурінні, причому найбільш поширеними є такі його види – ускладнення, що викликають порушення цілісності стінок свердловини, поглинання бурового розчину, нафто-, газо- або водопрояви.

Таблиця 2.6

Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах ДДЗ

Стратиграфія	Літологічний склад гірських порід	Можливі ускладнення під час буріння	Тип обсадної колони
Kz	Глини, суглинки, піски, пісковики, мергелі, буре вугілля, алевроліти слабозцементовані	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, сальнікоутворення	Кондуктор
K, J, T	Крейда, мергелі, глини, пісковики, буре вугілля, алевроліти	Порушення цілісності стовбура свердловини	Проміжна колона
P	Ангідрити, доломіти, вапняки, засолені глини, пісковики, алевроліти, чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, доломітів і глинистих карбонатів	Порушення цілісності стовбура свердловини, інтенсивне жолобоутворення, поглинання бурової промивальної рідини	Проміжна колона
C	Аргіліти, алевроліти, вапняки, вугілля кам'яне, пісковики	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, нафтогазоводопрояви	Експлуатаційна колона

Проте для умов ДДЗ (табл. 2.6) та, безпосередньо, Клименківської площі, найбільш характерними є порушення цілісності стовбура свердловини [28], на прикладі якого розглянемо заходи боротьби із зазначеним типом ускладнень.

Виділяють наступні основні види порушень цілісності стінок свердловини [20].

Обвали, (осипи) відбуваються при проходженні ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. В результаті зволоження прилеглих порід буровим розчином або його фільтратом знижується межа міцності ущільненої глини, аргіліту або глинистого сланцю, що веде до їх обвалення (осипання). Обвалам (осипам) може сприяти набрякання. Проникнення вільної води, яка міститься у великих кількостях в розчинах, в пласти, складені ущільненими глинами, аргілітами або глинистими сланцями, призводить до їх набрякання, випучування в стовбур свердловини і обвалення (осипання). Невеликі осипи можуть відбуватися через механічну дію бурильного інструменту на стінки свердловини. Обвали (осипи) можуть статися також в результаті дії тектонічних сил, що обумовлюють стискування порід, гірський тиск при цьому значно перевищує тиск з боку стовпа бурового розчину. Характерні ознаки обвалів (осипів) – різке підвищення тиску на викиді бурових насосів, активне винесення уламків породи, інтенсивне каверноутворення і недоходження бурильної колони до забою без промивання і проробки, затягування і прихоплення бурильної колони; іноді – виділення газу. Інтенсивне каверноутворення істотно утрудняє винесення вибуреної породи на денну поверхню, оскільки зменшується швидкість висхідного потоку і його підйомна сила, зростає аварійність з бурильними трубами (особливо при роторному бурінні). Через небезпеку поломки бурильних труб доводиться зменшувати навантаження на долото, що веде до зниження механічної швидкості проходки.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів (осипів) є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) необхідно здійснювати з промиванням буровим розчином, що має мінімальний показник фільтрації і максимально можливо високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі механі-

чні швидкості проходки; виконання наступних рекомендацій:

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

Набрякання відбувається при проходженні глин, ущільнених глин, в окремих випадках аргілітів (при значному вмісті мінералів типу монтморилоніту). В результаті дії бурового розчину і його фільтрату глина, ущільнена глина і аргіліти набрякають, звужуючи стовбур свердловини. Це призводить до затягувань, посадок, недоходжень до забою, прихоплень бурильного інструменту.

Основними заходами попередження і ліквідації набрякання є: буріння в зоні можливих звужень з промиванням обваженими буровими розчинами, у фільтраті яких знаходяться хімічні речовини, що сприяють збільшенню граничної напруги зрушення; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; витримка певного часу після приготування глинистого розчину та заповнення ним свердловини із метою забезпечення протікання відповідних фізико-хімічних процесів.

Повзучість відбувається при проходженні високопластичних порід (глин, глинистих сланців, піскуватих глин, аргілітів, ангідриту або соляних порід), схильних під дією виникаючої напруги деформуватися з часом, тобто повзти і випучуватися в стовбур свердловини [22]. В результаті недостатньої протидії на пласт глина, піщані глини, ангідрити, глинисті сланці або соляні породи повзуть, заповнюючи стовбур свердловини. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або соляних порід складені стійкими по-

родами, не схильними до повзучості. Ускладнення може відбуватися і внаслідок того, що покрівля і підшва пласта (горизонту) глини або аргіліту повзе, видавлюючи останні у свердловину. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або аргіліту складені породами (наприклад соляними), схильними до повзучості. Явище повзучості особливо проявляється із зростанням глибини буріння і збільшенням температури порід.

Характерні ознаки повзучості – затягування, посадки бурильної колони, недоходження бурильної колони до забою; іноді прихоплення і зім'яття бурильної або обсадної колони.

Основними заходами попередження і ліквідації повзучості є: розбурювання відкладень, представлених породами, схильними до повзучості, з промиванням обваженими глинистими розчинами; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких виключається викривлення свердловин; забезпечення підняття при цементуванні обсадних колон цементного розчину в затрубному просторі на 50 - 100 м і вище над відкладеннями, які представлені породами, схильними до повзучості (витіканню); при кріпленні свердловини обсадною колоною в інтервалі порід, схильних до повзучості, необхідно встановлювати труби з підвищеною товщиною стінки для запобігання можливого зім'яття обсадної колони.

Жолобоутворення може відбуватися при проходженні будь-яких порід, окрім дуже міцних. Основні причини жолобоутворення – великі кути перегину стовбура свердловини, велика вага одиниці довжини бурильної колони, велика площа контакту бурильних труб з гірською породою. Особливо часто жолоби утворюються при проходці викривлених і похило-спрямованих свердловин. Характерні ознаки утворення у свердловині жолоба, це посадки, затягування, прихвати, а також заклинювання бурильних і обсадних труб. Досвід буріння показав, що жолобоутворення відбувається не відразу, а поступово із зростанням числа рейсів бурильного інструменту. В таких умовах небезпека заклинювання зростає, якщо діаметр бурильних труб перевищує ширину жолоба в 1,14 -

1,2 рази [12].

Основними заходами попередження і ліквідації жолобоутворення є: використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких викривлення свердловин зводиться до мінімуму; недопущення різких азимутних змін траси свердловини; використання запобіжних гумових кілець; дотримання усіх рекомендацій, перерахованих як заходи попередження обвалів (осипів); дотримання відношення зовнішнього діаметру труб, що спускаються, до діаметру жолоба не менше 1,35 - 1,40; підняття бурильної колони на зниженій швидкості, що не допускає сильного заклинювання; вивільнення бурильної колони відбувається збиванням вниз.

Жолоби ліквідовують проробкою стовбура свердловини в інтервалі їх розташування.

Розчинення відбувається при проходженні соляних порід. Соляні породи, що складають стінки свердловини, розчиняються під дією потоку рідини. Характерна ознака розчинення соляних порід – інтенсивне каверноутворення, а в особливо важких випадках – втрата стовбура свердловини [28].

Стійкість (по відношенню до розчинення) стінок свердловини, складених однорідними породами, незалежно від швидкості висхідного потоку, може бути досягнута лише за умови повного насичення бурового розчину сіллю (сіль, що міститься в розчині, має бути такою ж, як сіль, з якої складені стінки свердловини). При невеликій потужності неоднорідних солей основною мірою попередження їх розчинення є максимальне форсування режиму буріння з наступним спуском колони і її цементування. При великій потужності неоднорідних солей найбільш надійний засіб запобігання їх інтенсивному розчиненню - буріння із застосуванням безводних бурових розчинів.

2.7 Вибір бурового обладнання та вибійних двигунів

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 6500/400 - EP [20], вона

призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 6500 м в районах з помірним кліматом (за температур від - 45°C до +40°C), при розробці родовищ із вмістом сірководню не більш 6%.

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

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

Конструктивні особливості і переваги

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

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 6500/400 - EP

Допустиме навантаження на гаку, тс	400
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	385
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	6500
Довжина бурильної свічки, м	25 - 27
Тип приводу	електричний
Вишка ВМА 45-400	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8

Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	12 (6 x 7)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Вертлюг УВ- 400 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	400 (4000)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Насос УНБТ- 950 А2	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	270
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

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

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 37-1100Д

Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5X6); 12 (6X7)

Число швидкостей обертання підйомного валу	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	пневматична дискова колодка для аварійної зупинки і фіксації
Привід додатковий	під'їм і опускання вишки, аварійний підйом труб
	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р- 700

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

Вибір талевого канату і талевої системи

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

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку [12]:

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

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_r - 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 ($K_1 = 4$).

$$T = \frac{4 \cdot 1730}{2 \cdot 632,3} = 5,5$$

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

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

Вибір обладнання для турбінного буріння

Для інтервалу буріння 650 - 4150 м (інтервал буріння під проміжну коло-ну) вибираємо турбобур ЗТСШ - 240, який відповідає вимогам за діаметром породоруйнівного інструменту, а також дозволяє при заданій витраті забезпечити необхідний момент для руйнування гірської породи [20], що важливо при руйнуванні середніх і твердих гірських порід. В табл. 2.7 приведені результати проектування параметрів вибійного двигуна за інтервалами буріння.

Таблиця 2.7

Параметри режиму турбінного буріння для умов Клименківської площі

Тип ви- бійного двигуна	Тип приєдну- вальної різьби	Значення основних техніко-технологічних параметрів					
		Число сходи- нок дви- гуна, шт.	Витра- та рі- дини, дм ³ /с	Частота обертан- ня валу двигуна, хв. ⁻¹	Крут- ний момент на валу двигу- на, кН·м	Пере- пад ти- ску на двигуні, МПа	Довжина турбобу- ра, мм
ЗТСШ - 240	3 - 152	210	40	470	2,7	4,9	15486

В результаті проведених розрахунків отримано вихідні дані для реалізації турбінного буріння в інтервалі встановлення проміжної обсадної колони в св. №№ 312/04, 312/06.

2.8 Параметри технології освоєння розвідувально-експлуатаційних сверд- ловин

Відомо, що геолого-технологічні умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним із компоне-

нтів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникненості [10].

Під терміном «освоєння нафтогазової свердловини» розуміють комплекс робіт, що проводяться з метою очищення продуктивної зони від забруднення і отримання промислового припливу пластового флюїду.

В основі усіх способів освоєння лежить принцип зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опору фільтрації пластової рідини. Зменшення тиску на пласт можна досягти зниженням густини рідини, зниженням рівня рідини у свердловині. Величина депресії вибирається залежно від типу колектора, виду пластової рідини стійкості колектора і колекторних властивостей пласта.

Об'єм рідини який необхідно подати у свердловину, щоб значення тиску на вибої вирівнялось, можна визначити за формулою [29]:

$$V_{л.р.} = SH + S_{НКТ} \left(\frac{\frac{P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к.} - h_{пл} \rho_{в.р.}}{g}}{\rho_{в.р.} - \rho_{л.р.}} \right), \quad (2.35)$$

де S – площа перерізу міжтрубного простору; H – довжина колони насосно-компресорних труб (НКТ); $S_{НКТ}$ – площа перерізу внутрішньої порожнини НКТ; $P_{пл}$ – пластовий тиск; $\Delta P_{з.п.}$, $\Delta P_{к.}$ – втрати тиску відповідно в затрубному просторі і в колоні труб; $h_{пл}$ – глибина експлуатаційного горизонту, де тиск дорівнює пластовому. $\rho_{в.р.}$, $\rho_{л.р.}$ – густина відповідно важкої і легкої рідини.

Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску суттєво більше одиниці, колекторні властивості пласта задовільні і пристовбурна зона забруднена мало, часто буває достатнім здійснити просто заміну свердловинної рідини на більш легшу (воду, нафту). У тих же випадках, коли коефіцієнт аномальності не перевищує одиниці, колекторні властивості незадовільні або пристовбурна зона сильно забруднена, то доводиться не лише замінювати промивальну рідину, але також знижувати її рівень в колоні [10].

Найбільш ефективний спосіб освоєння – поступове збільшення міри аерації води після заміни нею промивальної рідини в обсадній колоні. Для цього в простір між обсадною колоною і насосно-компресорними трубами (НКТ) одночасно закачують воду і повітря. Поступово збільшуючи подачу повітря можна в досить широких межах регулювати густину водоповітряної суміші.

Поширеним є також компресорний спосіб освоєння. Суть цього способу полягає в закачуванні в затрубний простір повітря. Останній відтісняє воду до башмака колони і проривається в середину НКТ. При цьому відбувається газування рідини і часткове зниження рівня рідини у свердловині. Після того, як почнеться приплив, компресор відключають. Недоліком цього способу є різкі коливання тиску. При різкому зниженні тиску на пласт у момент викиду на гирло чергових порцій води інтенсифікується приплив з пласта. Якщо колектор недостатньо стійкий, можливе руйнування скелета породи, винесення у свердловину великої кількості піску і утворення піщаної пробки [30].

Розмір часток піску, які можуть бути винесені з шару без порушення стійкості його кістяка, можна визначити за формулою

$$D_0 = \sqrt{\frac{32v_n K_\phi}{mg}}, \quad (2.36)$$

де D_0 – діаметр шароподібної частки, яка може вільно пройти крізь переріз порового каналу породи, см; g – прискорення вільного падіння $\text{см}/\text{с}^2$.

Іноді рівень рідини в колоні знижують за допомогою поршня, для цього на НКТ спускають його спеціальну конструкцію. При опусканні поршня рідина через осьовий клапан потрапляє у внутрішню порожнину НКТ. При підйомі поршня клапан закривається, а рідина переливається на гирло. Глибина занурення поршня під рівень досягає 300 м. Цей спосіб застосовується в тих випадках, коли немає небезпеки викиду і не вимагається герметизувати гирло. Час освоєння цим способом набагато більше, ніж попередні [29].

Для освоєння пластів, що мають низький тиск пласта, і якщо пласти сильно забруднені, можуть використовуватися струминні апарати, що спускаються на бурильних трубах.

Розділ 3. Охорона праці

Виконання робіт зі спорудження нафтогазових свердловин та обладнання систем їх експлуатації пов'язано із надзвичайно високим рівнем небезпеки, саме тому необхідно дотримуватись наступних вимог [31].

Під час геологічного вивчення родовища (покладу) в процесі буріння свердловин необхідно виконувати дослідження з метою: детального вивчення розрізу порід, що складають родовище; отримання необхідних даних щодо нафтогазоносного пласта (колекторів нафти і газу, їх товщин, пористості, проникності, початкового нафто- і газонасичення тощо, початкового положення водонафтового, газонафтового, газоводяного контактів); виявлення нових нафтогазоносних пластів, їх випробування і попередньої оцінки промислового значення.

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

На всіх пошукових і розвідувальних свердловинах необхідно контролювати і дотримуватись технологічних параметрів буріння відповідно до геолого-технічного наряду, за необхідності вчасно вносити коригування та зміни, які повинні оформлюватись протокольно із залученням організацій, які розробляли проект.

У разі якщо це передбачено проектними документами, випробування виявлених нафтових і газових горизонтів (пластів) слід виконувати в процесі буріння свердловини у міру їх розкриття за допомогою випробувача пластів або, у виняткових випадках, шляхом спуску спеціальної проміжної колони.

Освоєння газових свердловин допускається лише за умови встановлення фонтанної арматури, розрахованої на відповідний тиск і об'язці викидних маніфольдів свердловин, що дозволяють проводити необхідний відбір проб, виміри тиску і температури. Фонтанна арматура і система маніфольдів мають бути

закріплені і опресовані на тиск опресування експлуатаційної колони, але не менше очікуваного статичного тиску. Після розроблення заходів та інформування центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері промислової безпеки, охорони праці та здійснення державного гірничого нагляду, допускається після освоєння свердловини демонтувати буровий верстат без глушіння свердловини.

Освоєння нафтових свердловин допускається лише за умови встановлення на їх устях такого обладнання: фонтанної арматури відповідного тиску і противикидної засувки для свердловин, що підлягають експлуатації в насосний спосіб; зворотних клапанів або засувок на пусковій (газоповітряній) або водяній лінії.

При розкритті свердловиною пласта в законтурній (водяній) частині допускається його випробування за допомогою випробувача пластів без спуску обсадної колони, за винятком випадків, коли свердловину можна використати як п'єзометричну або нагнітальну.

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

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

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

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

Транспортування великогабаритного блока з буровою вишкою чи окремо бурової вишки у вертикальному положенні виконується за проектом, який за-

тверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси із зацікавленими організаціями. Робота виконується під керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху.

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

Не дозволяється одночасно перебувати на різній висоті бурової вишки працівникам, які не зайняті виконанням спільної роботи. Не дозволяється на час перерви монтажно-демонтажних робіт залишати в підвішеному стані вузли і частини обладнання.

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

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

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

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

Освітленість робочих місць бурових установок повинна бути не менше: для роторного столу - 100 лк; для шляху руху талевого блока - 30 лк; для розміщення лебідкового і насосного блоків, превентора - 75 лк; для сходів, маршів, спусків, приймальних містків - 30 лк.

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

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

Роботи на приймальних містках бурової із затягування і викидання труб, з обслуговування гідравлічних блоків бурових насосів повинні бути механізова-

ні. Вантажопідйомні механізми на приймальних містках повинні мати дистанційне керування.

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

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 та мати на буровій схему фактичної траєкторії стовбура в просторі.

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

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

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

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

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

Розділ 4. Охорона навколишнього середовища

Охорона надр, природи та навколишнього середовища при проведенні пошукових робіт шляхом буріння глибоких свердловин на нафту і газ включає поетапне виконання природоохоронних заходів згідно з Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища», постановами Кабінету міністрів України з дотриманням вимог керівного нормативного документу «Охорона навколишнього середовища при будівництві розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ».

Пошук, розвідку та подальшу розробку і експлуатацію Клименківської перспективної нафтогазоносної площі, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів з охорони навколишнього природного середовища, надр, попередження негативного впливу на довкілля. Ці заходи включають: запобігання негативного впливу на геологічне середовище; охорону повітряного середовища; запобігання забруднення горизонтів з прісними водами; зберігання родючого шару ґрунту від забруднення.

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння. Запобігання негативного впливу на геологічне середовище передбачається за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів з сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами. Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до устя кожної з свердловин. Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопроявлення у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газоносних горизонтів.

Для запобігання виникнення фонтанування в процесі буріння передбачаються технічні рішення, які відповідають вимогам СОУ 09.1-300 19775-245:2015.

Прийняті технічні рішення включають: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском га-

зу при газопроявленнях і герметизацію устя противикидним обладнанням; підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням; наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють оберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного та техногенного походження.

При видобуванні вуглеводнів і експлуатації родовища основними джерелами впливу на атмосферне повітря є джерела викиду забруднюючих речовин, що розташовані на майданчику установки комплексної підготовки нафти і газу: димові труби вогневих підігрівачів, водяного титану, котлів, які працюють на природному газі; свічки сепараторів; дихальні клапани технологічних ємностей зберігання нафти, конденсату, технологічних рідин; факельні установки експлуатаційних свердловин (при здійсненні технологічних операцій для попередженню аварійних ситуацій).

Особливістю експлуатації проектованого 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 нафтогазового обладнання та свердловин – їх герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та інше.

Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем.

Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації на підприємстві розробляється план ліквідації аварійної ситуації (ПЛАС) відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р. № 112.

У випадках розриву газопроводу, за допомогою встановленого клапана-відсікача на свердловині, забезпечується її автоматичне відключення. Для виявлення пошкоджень траси газопроводу-шлейфу, ліквідації витоків, контролю стану ґрунтової основи трубопроводів, своєчасного виявлення ерозійного розмиву ґрунтів, просідання ґрунтової основи, руйнування насипу та інше проводяться періодичні обстеження трубопроводів. Термін проведення оглядів, їх періодичність та обсяги повинні установлюватися з урахуванням місцевих умов та технічного стану трубопроводів. Під час обстеження трубопроводів при виявленні пошкоджень, характер та розміри яких можуть привести до аварії, обстеження припиняють і приймають негайні заходи з відвертання аварії.

Таким чином, для попередження виникнень аварійних ситуацій на об'єкті необхідно експлуатацію обладнання здійснювати в суворій відповідності з Технологічним регламентом та нормами, запроваджувати необхідні методи контролю, проводити огляд обладнання та трубопроводів, дотримуватися графіка проведення планово-попереджувального ремонту.

Повітряне середовище при спорудженні кожної з свердловин зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі двигунів внутрішнього згорання бурового верстата, дизель-електростанції та допоміжних автомообілів (спецавтотранспорту); продуктами згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикадами при приготуванні бурового розчину;

продуктами випаровування з ємності для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідроізольованих шламових амбарів.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендується здійснювати такі заходи: заборонити роботу двигунів на форсованому режимі; підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності; розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з безперервним технологічним процесом. Здійснення цих та інших заходів дозволяє знизити викиди на буровій від 7 до 66%.

Зменшення шкідливого впливу на повітряне середовище може досягатись за рахунок оснащення дизельних двигунів фільтрами-іскрогасниками відцентрованого типу, що забезпечують іскрогасіння та виділення із продуктів згорання дизельного палива твердих часток.

Для попередження забруднення повітряного басейну в процесі буріння кожної з свердловин необхідно: проводити профілактичний огляд герметизуючого гирлового обладнання, викидних ліній; проводити підбір обсадних труб по міцності, а колонної головки, противиکیدного обладнання, фонтанної арматури, виходячи з максимального тиску газу на усті свердловини; з метою попередження неконтрольованого виходу газу на поверхню, густина бурового розчину вибирається з умови забезпечення створення протитиску на газонасичені пластини; для завчасного виявлення газопроявлення постійно слідкувати за рівнем бурового розчину в приймальних ємностях; включати в компоновку бурильної колони кульові крани; на випадок газопроявів мати на буровій запас бурового розчину необхідної густини не менше одного об'єму свердловини.

Доставка хімреагентів на бурову передбачається в герметичній тарі, що дозволяє виключити негативний вплив на атмосферне повітря та працівників від випаровування, розпорошування хімреагентів при вантажорозвантажувальних роботах.

Зберігання хімреагентів передбачається в складі, обшитому гумотканиним покриттям з укладкою на піддони. Склад розташовується в тій частині бурового майданчика, що вкрита залізобетонними плитами.

Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та скляними окулярами.

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

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

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

Після виконання усього комплексу бурових і супутніх геологорозвідувальних робіт, повинна бути проведена технічна рекультивация з виконанням таких видів робіт: нейтралізація і знешкодження відпрацьованого бурового розчину та бурового шламу; зняття забрудненого ґрунту; планування території; контрольна оранка в присутності представника постійного землекористувача після нанесення родючого шару по всій ділянці.

ВИСНОВКИ

1. Досконале геологічне вивчення з подальшим уведенням в експлуатацію покладів вуглеводневої сировини Клименківської перспективної нафтогазоносної площі (Сумська обл.), є складовою частиною загальнодержавного 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 літологічних особливостей геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і вимог до буріння, умов залягання вуглеводневих та водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов.

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 проявленнях, 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 і реалізації 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. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
2. <https://novynarnia.com/2020/07/18/mara-rajonu/>
3. Корнус А.О., Удовиченко І.В., Леонтєва Г.Г., Корнус О.Г. Географія Сумської області: природа, населення, господарство. Суми: ФОП Наталуха А.С., 2010. – 184 с.
4. 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.
5. 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.
6. Стратиграфія і кореляція та перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / А. Білик, Г. Вакарчук, В. Іванишин. – Чернігів: Видавництво «Чернігівські обереги», 2002. – 111 с.
7. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
8. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
9. 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.
10. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
11. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
12. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.

13. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
14. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. – М.: Недра, 1989. – 430 с.
15. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
16. Давиденко А.Н., Ратов Б.Т., Пащенко А.А., Игнатов А.А. Влияние гидростатического давления на ударное абразивно-механическое бурение скважин. – Каспийский общественный университет. – Алматы, 2018. – 171 с.
17. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
18. Пригоровская Т.А. Статистический анализ отработки долот типа PDC и прогнозирование их стойкости // Нефтегазовое дело, 2011, № 3. – С. 41 - 58.
19. Палий П.А. Буровые долота. Справочник / Палий П.А., Корнеев К.Е. – М.: Недра, 1971. – 175 с.
20. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
21. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
22. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
23. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
24. Давиденко А.Н., Игнатов А.А., Полищук П.П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин. – Д.: РВК НГУ, 2016. – 116 с.
25. Семенцов Г.Н. Моделювання та ідентифікація процесу буріння для задач оптимізації управління/ Г.Н. Семенцов, О.В. Гутак. – Одеса: КУПРІЄНКО СВ, 2014 – 295 с.

26. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
27. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
28. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
29. Овчинников В.П. Заканчивание скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 237 с.
30. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1987. – 316 с.
31. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
32. 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.21.15.ПЗ	Пояснювальна записка	78	
5					
6		НГІБ.КР.21.15.ДМ	Демонстраційний матеріали	16	
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 та освоєння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Клименківської нафтогазоносної площі Сумської області»
студентки групи 185-18ск-2 ГРФ, Канаєва Єгора Геннадійовича

1. Метою кваліфікаційної роботи бакалавра є оволодіння методами: самостійного рішення прикладних інженерних задач, обробки й узагальнення результатів досліджень шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань.

2. Геологічне вивчення з подальшим уведенням в експлуатацію покладів вуглеводневої сировини Клименківської перспективної нафтогазоносної площі, є складовою частиною загальнодержавного плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України, що має на меті забезпечення паливом промислових і побутових споживачів, та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

3. Тема роботи безпосередньо 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: розроблено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на показниках підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт при розробці родовища, промислова продуктивність якого пов'язана з піщаними пластами-колекторами.

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

7. Робота оформлена відповідно до діючих стандартів.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (90 балів).

10. Значних недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,
завідувач кафедри НГІБ _____

Коровяка Є.А.