

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний

(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Коломиць Віталія Вікторовича
(ПІБ)

академічної групи 185-17ск-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 Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				
Технологічний	Давиденко О.М.			
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Давиденко О.М.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

_____ (підпис)

Коров'яка Є.А.
(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студенту Коломиць Віталію Вікторовичу академічної групи 185-17ск-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему Технічний проект буріння експлуатаційної свердловини в умовах
Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 04.05.2020р.
№254-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.	01.06.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	15.06.2020

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Давиденко О.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2020р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 18.06.2020р.

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Коломиць В.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 83 с., 1 рис., 21 табл., 12 джерел.

ГАЗОВА СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА,
ПОРОДУРИНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ,
ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

Сфера застосування – буріння свердловин на нафту та газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області.

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області.

Практичні результати:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

ЗМІСТ

1. ВСТУП	5
2. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	11
2.1 Загальні відомості про район бурових робіт	11
2.2 Стратиграфія і літологічний розріз	13
2.3 Тектоніка	18
2.4 Газоводоносність.....	20
2.5 Умови проводки свердловини.....	27
3 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	33
3.1 Геолого-технічні умови буріння.....	33
3.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	34
3.3 Спосіб буріння.....	37
3.4 Вибір породорозрушаючого інструменту	37
3.5 Бурильна колона	38
3.6 Вибір режиму буріння.....	45
3.7 Промивання свердловини.....	47
3.8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи.....	56
4.1 Навчання та інструктаж робітників.....	62
4.2 Підготовка бурової установки до буріння	65
4.3 Заходи безпеки при виконанні робіт	68
4.4 Промсанітарія	73
4.4 Пожежна безпека	74
4.6 Охорона довкілля	77
Загальні висновки.....	82
Література	83

1. ВСТУП

Історія вивчення, проектування, розробки родовища

Свердловина проектується на Гадяцькому газоконденсатному родовищі Полтавської області.

Гадяцька структура виявлена в результаті розвідувальних робіт, що проводились в 1968 – 1970 роках в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Максимальний приток нафти в кількості 253 м³ на добу на 8-мм штуцері був отриманий при випробуванні свердловини № 1 на горизонті В-18. Промислова нафтоносність горизонту В-19в була встановлена випробуванням свердловини № 6. При випробуванні був отриманий приток нафти з дебітом 19,8 м³ за добу на 5-мм штуцері. Максимальний дебіт нафти на горизонті В-19н був отриманий в кількості 36,2 м³ за добу при випробуванні свердловини № 13 на 8-мм штуцері. Промислова газоносність горизонту В-20в була встановлена випробуванням свердловин № 2, 5, 8, 13 і підтверджена експлуатацією свердловин № 5, 8. При випробуванні свердловин були отримані промислові притоки газу від 50 тис. м³ за добу (свердловина № 8) до 240 тис. м³ за добу (свердловина № 13).

Промислова газоносність горизонту В-20н була встановлена випробуванням свердловин № 3, 6. Максимальний дебіт газу на 8-мм штуцері становив 49,2 тис. м³ за добу (свердловина № 6). Промислова газоносність горизонту В-26 встановлена випробуванням свердловини № 2, 3, 4, 5, 6, 13. Отримані притоки газу становили від 55 тис. м³ за добу до 265 тис. м³ за добу (свердловина № 6).

В 1983 році був складений проект дослідно-промислової експлуатації родовища. На дату складання проекту на родовищі були пробурені чотири пошуково-розвідувальні свердловини (№ 1, 2, 5, 13),

дві розвідувальні свердловини (№ 3, 4) знаходились в бурінні. Основним режимом розробки покладів Гадяцького родовища вважався природний режим виснаження з слабким впливом законтурних вод. Нафтові поклади горизонту В-18 передбачалось експлуатувати свердловинами № 1, 2, 3 і 13. Для проведення дослідної експлуатації передбачалось пробурити випереджаючі видобувні свердловини № 130, 131 на горизонт В-26 і свердловину № 132 на горизонт В-19. Поклади горизонту В-20 розглядались як об'єкти повернення.

При розгляді вищеназваного проекту було рекомендовано додатково пробурити на родовищі чотири випереджаючі свердловини (свердловини № 133 – 136), поставивши їх буріння в залежність від результатів буріння розвідувальної свердловини № 4. Вона була пробурена в червні 1984 року і підтвердила доцільність буріння даних свердловин. Тому у 1986 році було вирішено скласти новий проект дослідно-промислової експлуатації Гадяцького родовища, врахувавши буріння випереджаючих видобувних свердловин № 133 – 137.

На час складання нового проекту дослідно-промислової експлуатації було пробурені 9 пошуково-розвідувальних свердловин (№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 13), а видобувна свердловина № 130 знаходилась в бурінні. Розглядались два варіанти промислово-дослідної експлуатації. Для впровадження прийнятий варіант, згідно якого експлуатація покладу горизонту В-18 поряд зі свердловинами № 1, 3, 4, 13 повинна здійснюватись новими свердловинами № 133, 134, 135, 136, а горизонту В-26 – новими свердловинами № 130, 131, 132. Експлуатацію газоконденсатного покладу горизонту В-20в передбачалось продовжувати свердловиною № 5. Розробку покладів передбачалось проводити на природному режимі.

Починаючи з 1983 р. основні продуктивні горизонти родовища знаходились в промисловій розробці. Дослідно-промислова експлуатація проводилась за проектами пробної експлуатації, складеними в 1983 та

1986 роках. В процесі виконання цих проектів були пробурені ряд свердловин, що дозволило уточнити геологічну будову родовища, закінчити розвідувальні роботи. У ВО “Чернігівнафтогазгеологія” був проведений підрахунок запасів станом на 1989 рік, які були затверджені ДКЗ 15.12.1989 р.

За його результатами початкові балансові запаси становили по нафтовим покладам:

- 1) горизонт В-18: нафти – 11068 тис. т, нафтового газу – 3250 млн. м³, затверджений коефіцієнт вилучення нафти – 0,465;
- 2) горизонт В-19в: нафти – 120 тис. т, нафтового газу – 53 млн. м³, затверджений коефіцієнт вилучення нафти – 0,300;
- 3) горизонт В-19н: нафти – 1853 тис. т, нафтового газу – 787 млн. м³, затверджений коефіцієнт вилучення нафти – 0,3-0,346;

по газоконденсатним покладам:

- 1) горизонт В-20в: вільного газу – 503 млн. м³, конденсату – 439 тис. т, затверджений коефіцієнт вилучення конденсату – 0,533;
- 2) горизонт В-20н: вільного газу – 277 млн. м³, конденсату – 241 тис. т, затверджений коефіцієнт вилучення конденсату – 0,533;
- 3) горизонт В-26: вільного газу – 4069 млн. м³, конденсату – 1679 тис. т, затверджений коефіцієнт вилучення конденсату – 0,579.

За час, що пройшов від дати затвердження запасів до дати складання технологічної схеми розробки, були пробурені нові видобувні свердловини № 132, 136, 137. На основі даних результатів буріння і дослідження цих свердловин були уточнені геологічна будова і запаси, а також фізико-хімічні властивості пластової нафти покладів горизонту В-19. Уточнені запаси були взяті за основу при проектуванні діючої технологічної схеми розробки Гадяцького родовища.

Діючим проектним документом на даний час є “Технологічна схема розробки Гадяцького родовища”, затверджена в 1991 році. Вона

містить необхідний комплекс робіт по вибору об'єктів розробки, кількості, розташуванню проектних видобувних свердловин, порядок їх розбурювання та введення в експлуатацію, прогнозування технологічних та техніко-економічних показників на основі уточненої геологічної будови, даних ГДС, гідродинамічних досліджень та експлуатації горизонтів В-18, В-19н, В-20в, В-26; принципові положення по облаштуванню та транспорту продукції. Планувалось здійснювати буріння з урахуванням складної будови місцевості та при необхідності – з використанням буріння похилим способом.

На час складання технологічної схеми розробки (1991 р.) було пробурені всі 17 свердловин, передбачених проектом промислово-дослідної експлуатації: 8 свердловин експлуатували нафтові поклади (свердловини № 1, 3, 4, 6, 13, 133, 134, 135), 4 – газоконденсатні (свердловини № 5, 8, 130, 131), 3 – в консервації (свердловини № 132, 136, 137), свердловина № 7 – ліквідована, свердловина № 2 – в бездіяльності. На родовищі виділені три нафтові: В-18, В-19в, В-19н та три газові горизонти: В-20в, В-20н, В-26. Всі вони, окрім горизонту В-19в, перебувають в експлуатації. В межах горизонтів В-19в, В-19н, В-20н було виділено окремі об'єкти розробки.

В діючій технологічній схемі розробки розглядалось п'ять варіантів розбурювання родовища. Для реалізації прийнятий IV варіант, згідно якого передбачалось пробурити 19 свердловин, з яких – 8 нафтових і 11 газових. Крім того, в зв'язку з неоднорідністю родовища, складною його будовою і малою вивченістю рекомендовано пробурити 8 резервних свердловин (3 нафтові і 5 газових).

Вважаючи, що горизонт В-26 може служити джерелом високонапірного газу для безкомпресорної газліфтної експлуатації нафтових свердловин, був прийнятий IVб варіант розбурювання і розробки горизонту В-18. Для видобутку газу з горизонту В-26 був прийнятий IVа варіант, що забезпечує безкомпресорний газліфт

нафтових свердловин горизонту В-18 до 2005 року і раціональне використання високонапірного газу. Горизонт В-19н передбачалось розробляти глибинонасосним способом експлуатації.

Згідно технологічної схеми горизонт В-19в розбитий тектонічними порушеннями на два гідродинамічно незалежних блоки (свердловини № 4 і свердловини № 3, 6). Експлуатацію блоку свердловини № 4 передбачалось проводити свердловиною № 139 (починаючи з 2017 року), а блоку свердловин № 3, 6 – свердловиною № 132 (починаючи з 2003 року), після повернення з нижчезалягаючих горизонтів після їх відпрацювання. Буріння нових видобувних свердловин на цей горизонт не планувалось.

При прогнозуванні розробки горизонту В-19н приймалось, що він розбитий тектонічними порушеннями на чотири гідродинамічно незалежні блоки. Блок 4 (свердловини № 3, 6) передбачалось розробляти на змішаному режимі – виснаження з незначним притоком за контурної води, а блок 3 (свердловини № 1, 4, 131, 133) – на змішаному режимі – пружно-водонапірному з виснаженням. Запаси нафти інших двох блоків – свердловини № 130 і свердловини № 13 – пропонувалось віднести до забалансових, так як бурити нові свердловини на ці запаси нерентабельно, а свердловини, пробурені в межах цих блоків, не можуть використовуватись для його експлуатації. Розробку нафтових покладів горизонту В-19н передбачалось проводити пробуреними свердловинами № 132, 133, 134, новими свердловинами № 31, і 136 та переведеними з горизонту В-26 свердловинами № 130, 139 після їх відпрацювання.

В прийнятому для реалізації варіанті IV можливо довести коефіцієнт нафтовіддачі горизонту В-19н до 24,2% (до 2005 року).

В процесі розробки та буріння проектних свердловин виявилась необхідність уточнення геологічної будови родовища та запасів нафти і газу. Відмічається значне перевищення фактичного видобутку на проектним по всіх об'єктах розробки. В зв'язку з цим назріла

необхідність перерахувати показники розробки як по нафтових, так і по газоконденсатних покладах, уточнити місце розташування та призначення проектних свердловин, порядок їх буріння.

Річні видобутки нафти з нафтових покладів перевищували проектні на 22 - 56 % за 1991 – 1994 роки. Зверх проектних значень видобуто 489 тис. т нафти. З початку розробки видобуто 50,5 % видобувних запасів нафти і досягнуто коефіцієнта нафтовіддачі 28,7 %. Причиною цього можна вважати більш ефективне впровадження безкомпресорного газліфту, ніж очікувалось, і деяке зниження проектних відборів нафти.

Мало місце також значне перевищення фактичних відборів газу та конденсату над проектними. Зверх проектних величин видобуто 257 млн. куб. м вільного газу і 134 тис. т конденсату. Для газоконденсатних покладів в цілому було досягнуто 16,7 % газовіддачі і 19,1 % конденсатовіддачі.

Розробка газоконденсатних покладів відбувалась ефективно на природному режимі з більшим, ніж очікувалось, припливом пластової води.

2. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні відомості про район бурових робіт

Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Полтавської області (на рисунку 2.1).

Найбільш значними населеними пунктами в районі Гадяцького родовища є районний центр місто Гадяч.

Найближчою залізничною станцією, яка забезпечує прийом вантажів залізничних перевезень для бурових та нафтогазовидобувних підприємств, є станція Гадяч. Через м. Гадяч проходить залізнична магістраль Бахмач – Ромни – Ромодан і дорога з твердим покриттям Ромни – Ярмолинці. Зв'язок з базою Пирятинської експедиції глибокого буріння (ЕГБ) здійснюється по автостраді Гадяч-Київ, а також по рації.

В економічному відношенні район є переважно сільськогосподарським. На даний час тут інтенсивно розвивається нафтогазовидобувна промисловість.

Гадяцьке родовище розташоване в районі з розвинутою сіткою нафто- і газопроводів. Продукція з родовища поступає в замкнуту систему промислового нафтогазозбору, розміщеного на Анастасіївському родовищі, а потім – на газопереробний завод і завод по стабілізації нафти.

Із корисних копалин, крім нафти, газу і конденсату, поблизу родовища розвідані запаси прісних вод, будівельних матеріалів, гіпсу та кам'яної солі.

Гадяцьке родовище знаходиться в басейні середньої течії ріки Сули. Рельєф представляє собою пагорбисту незаболочену рівнину, прорізану долиною ріки з північного сходу на північний захід і розрізану балками та яругами. Абсолютні відмітки рельєфу на водорозділах досягають плюс 162,7 - 169,6 м. Гідрографічна сітка району

представлена рікою Сулою, її правою притокою Олава і струмками. Джерелом водопостачання є водоносні горизонти четвертинних і неоген-палеогенових відкладів, що містять напірні прісні води. Водопостачання бурових здійснюється із водоносних свердловин, які пробурені на харківський горизонт глибиною 170 – 180 м.

Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура складає плюс 7 °С, найбільша літня – плюс 28,8 °С, найменша зимова – мінус 27 °С. Середньорічний рівень опадів складає 560 – 620 мм. Осінньо-зимовий період триває 4 – 5 місяців. Максимальна глибина промерзання ґрунту досягає 1,2 – 1,5 м, товщина сніжного покриву – 30-50 см. Тривалість опалювального періоду в році – 195 діб. Переважаючий напрямок вітру – північно-східний. Найбільша швидкість вітру – до 25 м/с.

Товщина ґрунтового шару – 50 см. Рослинне покриття – рілля.

Категорія ґрунту – І.

Енергопостачання – ЛЕП та поставка ГММ для дизельного приводу.



Рисунок 2.1 Оглядова карта

2.2 Стратиграфія і літологічний розріз

Геологічна будова Гадяцького родовища (таблиці 2.1, 2.2) представлена відкладами товщиною більш як 5000 м від четвертинних до девонських включно. До осадових порід палеозою відносяться девонська, кам'яновугільна і пермська системи.

Девонські відклади по умовах залягання в межах Гадяцького родовища розділяють на три товщі: підсольову, сольову, надсольову. Підсольові відклади літологічно представлені в основному щільними породами з прошарками пісковиків і вапняків. Соленосні відклади девону франкського ярусу відкриті в деяких свердловинах. Надсольові відклади фаменського ярусу представлені чергуванням прошарків аргілітів, пісковиків і алевролітів з рідкими прошарками вапняків. Покладів вуглеводнів в девонських відкладах в межах родовища не встановлено.

Відклади кам'яновугільної системи представлені нижнім, середнім і верхнім відділами. Нижній відділ представлений турнейським, візейським і серпухівським ярусами. Турнейський ярус літологічно представлений частим чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів. Пісковики залягають у вигляді лінз і гнізд. Характеризуються в основному низькими колекторськими та фільтраційними характеристиками.

Візейський ярус залягає неузгоджено на турнейських відкладах і представлений верхнім і нижнім відділами. Нижньовізейський підярус літологічно представлений двома товщами: нижньою – піщано-глинистою і верхньою – глинисто-карбонатною. Піщано-глиниста товща по літологічній характеристиці і колекторським властивостям аналогічна відкладам турнейського ярусу. В межах Гадяцького родовища до цієї товщі відносяться газоконденсатні поклади горизонту В-26. Глинисто-карбонатна товща нижньовізейського підярусу літологічно представлена

вапняками, тонкокристалічними, масивними, щільними, глинистими. Верхньовізейський підярус неузгоджено залягає на нижньовізейських відкладах. В рамках Роменського нафтопромислового району не весь розріз верхньовізейського підярусу сформувався в однакових умовах осадонакопичування. На протязі верхнього візею відбувались неоднакові зміни фаціальних обставин від морських, прибережно-морських до континентальних і навпаки. До верхньовізейського підярусу відносяться горизонти від В-14 до В-23. На Гадяцькому родовищі насиченість вуглеводнями встановлена для горизонтів В-20, В-18, хоча згідно геофізичних даних продуктивними можуть виявитися горизонти В-16 і В-15. Продуктивність горизонти В-15 вже доведена на сусідніх Анастасіївському та Перекопівському родовищах.

Серпухівські відклади залягають неузгоджено на візейських відкладах. Серпухівський ярус розділяється на нижньосерпухівський і верхньосерпухівський. Нижньосерпухівський підярус складений товщею глин. Верхньосерпухівський підярус складений аргілітами з окремими пластами пісковиків різної товщини. На Гадяцькому родовищі не встановлена нафтогазоносність в межах цього підярусу.

Таблиця 2.1

Стратиграфічний розріз свердловини, коефіцієнт кавернозності пластів

Глибина залягання, м		Стратиграфічний поділ		Елементи залягання (падіння) пластів по підшві, град.
Від (верх)	До (низ)	Назва	Індекс	
0	485	Кайнозойська група	K_z	0
485	1300	Мезозойська група:	M_z	
1300	1720	Крейдяна система	K	0
1720	2260	Юрська система	J	1
		Тріасова система	T	1
		Палеозойська група	P_z	

2260	2420	Пермська система:	P	
2420	2650	- верхній відділ	P ₂	1
		- нижній відділ	P ₁	1
2650	2970	Кам'яновугільна система:	C	
		- верхній відділ	C ₃	2
		- середній відділ:	C ₂	
2970	3315	московський ярус	C ₂ ^m	2 – 3
3315	3660	башкирський ярус	C ₂ ^b	2 – 3
		- нижній відділ	C ₁	
3660	3900	серпухівський ярус	C ₁ ^s	4 – 5
3900	4580	візейський ярус	C ₁ ^v	5 – 7
Коефіцієнт кавернозності в інтервалі:				
		0 – 80 м	K = 1,05	
		80 – 1350 м	K = 1,15	
		1350 – 2850 м	K = 1,25	
		2850 – 4580 м	K = 1,26	

Таблиця 2.2

Літологічна характеристика розрізу свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гірська порода	
	від (верх)	до (низ)	Коротка назва	% в інтервалі
K _z	0	485	суглинки глини піски мергелі	5 35 45 15
K	485	1300	крейда мергель пісковики глини піски	70 10 5 10 5
J	1300	1720	глини піски пісковики	85 10 5
T	1720	2260	пісковики глини	40 60
P ₂	2260	2420	глини пісковики	75 25
P ₁	2420	2650	пісковики глини ангідрити вапняки	40 20 30 10
C ₃	2650	2970	пісковики аргіліти алевроліти	30 50 20
C _{2^m}	2970	3315	пісковики аргіліти алевроліти вапняки	25 40 20 15
C _{2^b}	3315	3660	пісковики аргіліти вапняки алевроліти	30 35 30 5
C _{1^s}	3660	3900	аргіліти алевроліти вапняки пісковики	65 10 5 20
C _{1^v}	3900	4580	пісковики аргіліти вапняки алевроліти	50 30 15 5

Продовження таблиці 2.2

Індекс стратиграфічного підрозділу	Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні риси (структура, текстура, мінеральний склад і так далі)
K _z	Кварцеві, кварцево-глауконітові піски з прошарками глин та мергелю
K	Мергельно-крейдяна товща верхньої крейди залягає на піщано-глинистій товщі нижньої крейди
J	Глини від сірих, зеленувато-сірих до строкатих, алеврїтїстї, слюдїстї з прошарками піскїв, де-не-де пісковикїв
T	Пїщано-глинїстї відклади, глини строкатї, алеврїтїстї, пісковик сірїй, кварцовий дрібно- та різнозернїстїй
P ₂	Глини від темно-бурих до темно-коричневих, щїльнї пісковики строкатї
P ₁	Строката пїщано-глинїста товща та хемогенно-вапняковї утворення
C ₃	Переважаю аргіліто-пїщана товща з пачкою сірих пісковикїв. Аргіліти зеленувато-сірі, строкатї, алеврїтїстї, зрїдка вапняковї, перехїднї в аргілітоподїбнї глини
C ₂ ^m	Чергування кварцових сірих, середньо- та великозернїстїх пісковикїв та темно-сірих до чорних алеврїтїстїх аргілітїв
C ₂ ^b	Пїщано-аргілітова товща з прошарками вапнякїв
C ₁ ^s	Переважають темно-сірі, слабокарбонатнї аргіліти з пїдпорядкованими прошарками алевролітїв, дрібнозернїстїх, кварцевих пісковикїв, глинїстїх вапнякїв
C ₁ ^v	Чергування пісковикїв з темно-сірими, слюдїстїми щїльнїми аргілітами, вапняками, алевролітами

2.3 Тектоніка

В тектонічному відношенні родовище розташоване в північній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини і відноситься до однойменного підняття. Ця зона охоплює смугу шириною 20 – 30 км вздовж північної бортової частини западини і складається з ряду локальних западин та виступів кристалічного фундаменту.

Осадовий комплекс порід від низу франкського ярусу і нижче в загальних рисах повторює будову поверхні фундаменту. Верхньофранкійські відклади мають риси будови як поверхні фундаменту, так і свої власні морфологічні особливості в зв'язку з наявністю соленосних відкладів і соленосного тектогенезу, що приводило до неспівпадання структурних планів франкських відкладів. Над моноклінальним і синклінальним заляганням порід нижнього франку виникають позитивні антиклінальні форми соляних складок, куполів і діапирів. Все вищесказане є гіпотезою через низьку вивченість поверхні фундаменту і франкських відкладів девону.

Структурний план нижньокам'яних відкладів вивчений більш детально. В структурному плані Гадяцьке родовище відноситься до Талалаївсько-Липоводолинської зони антиклінальних структур і є локальним елементом цієї зони. Морфологічно – це брахіантиклінальні складки, розділені між собою неглибокими прогинами і сідловинами.

На північному заході Гадяцька складка неглибокою сідловиною відділена від Артюхівської структури, на півдні і південному сході розміщені Ярмолинцівське і Перекопівське родовища, також відділені неглибокими сідловинами.

Існує гіпотеза, що основним структуроутворюючим фактором для відкладів нижнього карбону є сольовий тектогенез невеликої інтенсивності, який тільки підняв породи надсольового девону без їх прориву.

Промислові відклади вуглеводнів на родовищі відносяться до верхньовізейського і нижньовізейського ярусів. Поклади пластові, склепінні, літологічно екрановані. Основні запаси нафти відносяться до верхньовізейського комплексу порід.

На родовищі встановлені газоконденсатні поклади в горизонтах В-26 і В-20, нафтові – в горизонтах В-19, В-18. На даний час всі вони знаходяться в розробці.

При підрахунку запасів Гадяцького родовища, а також при уточненні їх в рамках технологічної схеми була прийнята модель геологічної будови родовища, згідно якої брахіантиклінальна складка ускладнена трьома поперечними порушеннями. В центральній частині структури за даними сейсмозв'язки виділяється диз'юнктивне порушення з амплітудою біля 30 м. Воно проходить з північного заходу на південний схід. Інші порушення не виділяються сейсмозв'язкою і прийняті для обґрунтування різниці початкових положень ВНК в свердловинах, що відкрили горизонт В-19. Ні одна з пробурених свердловин цих порушень не підсікла.

Враховуючи геофізичні дані, отримані в результаті буріння нових свердловин, в процесі виконання даної роботи побудовано ряд нових профілів і структурних карт по покрівлі продуктивних горизонтів В-26, В-20н, В-20в, В-19н, В-19в, В-18 (графічні додатки 1, 2).

Згідно цих структурних карт Гадяцька структура представляє собою брахіантиклінальну складку з двома локальними склепіннями. Ці склепіння розділені прогином, в якому пробурені свердловини № 1, 35. Загальні розміри складки по горизонту В-26 4 x 2,8 км. Висота структури близько 70 м. Крила складки асиметричні – північне більш круте, а південне – полого.

2.4 Газоводоносність

2.4.1 Нафтогазоносність. Характеристика продуктивних пластів

На Гадяцькому родовищі встановлено газоконденсатні поклади в горизонтах В-26 і В-20 та нафтові в горизонтах В-18 і В-19. На даний час всі вони знаходяться в розробці.

Горизонт В-18. Розміри покладу 3,3 x 1,8 км. Літологічно горизонт представлений товщею дрібно- і середньозернистих пісковиків, що чергуються з прошарками аргілітів. Колекторами є пласти пісковиків загальною товщиною 25-40 м і ефективною – 5-35 м. Пласти пісковиків витримані по розрізу і площі. Середня пористість пісковиків 13%, нафтонасиченість – 87%. Проникність керну в межах 0,1 - 739×10^{-3} мкм², в середньому 500×10^{-3} мкм². Максимальний фонтанний дебіт отримано в свердловині № 1 – 253 м³/доб. Початковий пластовий тиск становить 45 МПа.

Згідно прийнятої геологічної моделі поклад горизонту В-18 є пластовий склепінний з єдиним початковим контуром нафтоносності для двох склепінь, який проведений на абсолютній відмітці – 4027. Зм. ВНК прийнятий за результатами інтерпретації геофізичних даних по свердловині № 2. В новобурених свердловинах № 21, 26 відмічається просування ВНК за рахунок витіснення нафти контурною водою в процесі розробки покладу.

При підрахунку запасів не було враховано, що в колекторах значної товщини (до 40 м), складених пісковиками, може існувати перехідна зона від води до нафти, де коефіцієнт нафтонасиченості постійно збільшується від контакту до підвищеної частини пласта.

Горизонт В-19. Представлений двома підгоризонтами В-19в і В-19н. Горизонт В-19в представлений переважно одним прошарком

пісковіку загальною товщиною 1-5 м. Середнє значення проникності по керну - $48,8 \times 10^{-3}$ мкм². Відкрита пористість – 9 – 12%, нафтонасиченість – 86%. В свердловинах № 26, 135, 137 відклади горизонту В-19в визначені як неколектор. ВНК прийнятий по підшві повністю нафтонасиченого горизонту в свердловинах № 134, 139 і проведений на абсолютній відмітці - 4028,6 м.

Горизонт В-19н представлений товстим пластом, складеним чергуванням дрібнозернистих пісковиків і алевролітів з наявністю прошарків глин. Можливо літологічно екранований. Загальна товщина горизонту змінюється від 28 до 51 м, а ефективна – 10-38 м. Проникність змінюється від 0,1 до 687×10^{-3} мкм², середня – 75×10^{-3} мкм². Середнє значення відкритої пористості становить 12%, нафтонасиченості – 87%. Початковий пластовий тиск при опробуванні складав 46 МПа. Контур нафта – вода проводиться на абсолютній відмітці - 4060,2 м за даними інтерпретації геофізичного матеріалу новопробуреної свердловини № 139.

Горизонт В-20. Представлений двома підгоризонтами В-20в і В-20н, складений пластами пісковиків і аргілітів. Колекторами є пласти пісковиків, товщиною 2 – 8 м з відкритою пористістю 9-12%. Середня проникність по керну становить 608×10^{-3} мкм².

В результаті вивчення нових геолого-промислових даних було проведено повторну кореляцію прошарків горизонту, В-20в, н і визначено, що свердловиною № 5 відкрито не тільки горизонт В-20в, як раніше рахувалось, а й горизонти В-20в і В-20н разом.

Контакт газ – вода по горизонту В-20в не встановлено, хоча свердловина № 8 пробурена на відстані 1200 м від склепіння і відкрила горизонт на 70 м нижче склепіння. Це вказує на те, що дійсні заміри покладу ще не встановлені. На даній стадії вивченості складу ГВК

прийнятий по підшві газонасиченого горизонту в свердловині № 8 (-4183,3 м).

Газо – водяний контакт горизонту В-20н просліджується в свердловині № 5 і має абсолютну відмітку – 4160,8 м. З свердловин, пробурених після 1990 року і відкривших горизонт В-20н, свердловина № 26 опинилась за контуром газонасиченості, в свердловині № 34,137 – пласт-неоколектор, свердловини № 20, 132, 136, 138, 139 відкрили горизонт в присклепінній частині покладу, що не дозволило уточнити ГНК на основі сучасних даних.

Горизонт В-26. Поклад горизонту В-26 – склепінний, водоплаваючий. Контур газ – вода проводиться на абсолютній відмітці - 4320м за результатами опробування свердловини № 1 і даних розробки свердловини № 139.

Літологічно горизонт представлений частим перешаруванням аргілітів, пісковиків і алевролітів, що залягають у вигляді прошарків серед глинистих порід. Продуктивний горизонт перекритий товщею аргілітів з тонкими прошарками вапняків.

Загальна товщина горизонту складає 100 – 120 м, хоча товщина окремих прошарків – колекторів змінюється в межах від 0,5 до 7,0 м. Ефективна товщина змінюється від 20 м на західному склепінні до 30 м – на східному. Пористість пластів змінюється від 6% до 12%. Газонасиченість складає 70 – 85%. Середнє значення проникності по керну - 39×10^{-3} мкм². Початковий пластовий тиск становить 48,8 МПа. Фонтанний приплив газу досягав 265 тис. м³/доб.

Всі геолого-промислові параметри для газоконденсатних покладів, прийняті при проектуванні, наведені в таблиці 2.3.

Г а з о н о с н і с т ь

Показники	Горизонти		
	В-20в	В-20н	В-26
Інтервал залягання, м	4286 - 4362	4211 - 4315	4411 - 4581
Площа газонасності, тис. м ²	4649	1861	10310
Газонасичена товща, м	3,0	3,3 - 2,9	13,2
Газонасиченість,	0,83	0,8	0,77
Пористість, долі од.	0,12	0,11	0,11
Проникність, мкм ²	0,014	0,0035	0,0021
Початковий пластовий тиск, МПа	46,1	46,2	47,8
Поточний пластовий тиск, МПа	25,0	-	47,7
Пластова температура, °С	115	117	125
Властивості флюїдів в стандартних умовах:			
Густина газу, кг/м ³	1,645	1,645	1,165
Густина конденсату, кг/м ³	795,5	795,5	796,5
Густина води, г/см ³	1,18	1,18	1,18
В'язкість газу, МПа*с	0,015	0,015	0,01
В'язкість конденсату, МПа*с	1,83	1,83	1,27
В'язкість води, МПа*с	0,45	0,45	0,45
Запаси, прийняті при проектуванні:			
Газу, млн. м ³ , категорія С1	424	186	3546
Конденсату, тис. т, категорія С1	370	162	1464
Потенційний вміст конденсату, г/ м ³	1002,2	1002,2	445,7
Тиск початку конденсації, МПа	38,0	38,0	42,5
Очікуваний дебіт, тис. м ³ /добу	50 - 240	49,2	55 - 265

2.4.2 Тиск та температура по розрізу свердловини

Таблиця 2.4

Дані про тиск та температуру по розрізу свердловини

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляються умовні позначення джерела одержання градієнтів:

ПСР – прогноз за сейсморозвідувальними даними,

ПФГ – прогноз за геофізичними дослідженнями,

РФЗ – розрахунок за фактичними замірами у свердловинах)

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гradient тиску			Gradient						Температура в кінці інтервалу	
	Від (верх)	До (низ)	пластового			гідророзриву порід			гірського тиску			0 °C	Джерело одержання
			кгс/см ² на м		Джерело одержання	кгс/см ²		Джерело одержання	кгс/см ²		Джерело одержання		
			Від (верх)	До (низ)		Від (верх)	До (низ)		Від (верх)	До (низ)			
K _Z	0	485	0,100	0,100	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	20	РФЗ
K	485	1300	0,100	0,100	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	32	РФЗ
J	1300	1720	0,100	0,100	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	46	РФЗ
T	1720	1800	0,100	0,100	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	50	РФЗ
T	1800	2260	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	62	РФЗ
P ₂	2260	2420	0,100	0,101	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	64	РФЗ
P ₁	2420	2650	0,101	0,102	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	67	РФЗ
C ₃	2650	2970	0,102	0,103	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	73	РФЗ
C ₂ ^m	2970	3315	0,103	0,104	РФЗ	0,175	0,175	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	82	РФЗ
C ₂ ^b	3315	3500	0,104	0,104	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	87	РФЗ
C ₁ ^b	3500	3660	0,104	0,104	РФЗ	0,165	0,165	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	105	РФЗ
C ₁ ^s	3660	3900	0,104	0,104	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	108	РФЗ
C ₁ ^v	3900	4580	0,105	0,105	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,230	0,230	ПФГ	120	РФЗ

2.4.3 Фізико-хімічні властивості нафти, газу та конденсату

Відбір нафти, газу та конденсату проводився при отриманні притоків в процесі випробування, а також в процесі досліджень свердловини на продуктивність. Отримані дані використовувались при розрахунках середніх параметрів фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату, компонентного складу газу.

Горизонт В-18. Нафта цього продуктивного горизонту в поверхневих умовах представляє собою вуглеводневу рідину темно-коричневого кольору. Нафта легка (густина 813,1 – 625,5 кг/м³), парафіниста (2,7 – 6%), малосірниста (0,094 – 0,18%), з невеликою кінетичною в'язкістю (3,56 – 4,90 мм²/с).

Нафта продуктивного горизонту В-19н в поверхневих умовах має фізико-хімічну характеристику аналогічну нафті горизонту В-18 і вони відносяться до метано-нафтового типу.

Пластова система вуглеводнів горизонту В-18 відносяться до недонасичених газом. Тиск насичення знаходиться в межах 50% від пластового і складає 22 – 25,8 МПа. Газонасиченість пластової нафти змінюється від 214,3 до 261,4 м³/м³. Густина газонасиченої нафти 627,6 – 668,8 кг/м³. В'язкість пластової нафти 0,24 – 0,29 МПа/с.

Горизонти В-19в, н. Ці горизонти насичені нафтою, названою нафтою “перехідного стану”. Середній промисловий газовий фактор під час розробки його на пружному режимі становить 325 м³/т, або 270 м³/м³. Критичний тиск насичення нафти горизонту В-19н визначався по промислових даних.

Горизонти В-26. Газ горизонту вміщує 95,5% вуглеводнів, з них 82 – 86% метану. Коефіцієнт жирності 16 – 18, що відповідає напівжирному газу. Середня густина за повітрям складає 0,6886. Конденсати горизонту В-26 жовтого і лимонно-жовтого кольору, важкі (густина 784,8 – 804,7 кг/м³). Конденсати малосірчисті, парафіністі (1,53 – 2,4%), з незначною кількістю смол (0,4 – 0,69%)

Горизонти В-20н, В-20в. Конденсати горизонту представляють собою вуглеводневу рідину світло-коричневого, оранжевого і жовтого кольору. Конденсати важкі, середня густина їх по горизонту складає 795,6 кг/м³, а в свердловині № 2 – 811,4 кг/м³. Конденсати малосірчисті (0,013 – 0,073%), парафіністі (1,7 – 1,8%), вміщують значну кількість смол (1,23%), і частково, асфальтени (0,07%). (0,4 – 0,69%). Початок кипіння відбувається в інтервалах температур плюс 43 – 63 °С, вихід бензинових фракцій (до 200°С) складає 41 – 50%, світлих фракцій (до 300°С) складає 61 – 78%, середня молекулярна вага – 150,63.

За груповим складом конденсати горизонтів В-26 та В-20 відрізняються між собою. Конденсати горизонту В-20 та В-26

відносяться до метано-нафтового типу, але вміст ароматичних вуглеводнів в конденсатах горизонту В-20 складає 11 – 17%, а конденсати горизонту В-26 вміщують значно більшу кількість (21 – 25%) ароматичних вуглеводнів.

2.4.4 Водонасність

Таблиця 2.5

В о д о н о с н і с т ь

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Тип колектора	Густина, г/см ³	Вільний дебіт, м ³ /добу	Ступінь мінера- лізації, мг - екв./л	Тип води по Суліну (СФН- сульфатнатрієвий, ГКН- гідрокарбонатно натрієвий, ХЛМ- хлормагнієвий, ХКЛ- хлоркальцієвий)	Відноситься до джерела питного водо- постачання (ТАК, НІ)
	Від (верх)	До (низ)						
K₂ + K	0	1300	пор.	1,0	80 – 800	1,5 – 2	ГКН	ТАК
J + T	1300	2260	пор.	1 – 1,08	300-500	125	ХЛКН	НІ
P + C₃ + C₂	2260	3660	пор.	1,08 – 1,13	500	180 – 220	ХЛКН	НІ
C₁	3660	4580	пор.	1,1 – 1,16	0,6 – 120	180 – 250	<i>ХЛКН</i>	<i>НІ</i>

2.5 Умови проводки свердловини

Таблиця 2.6

Фізико-механічні властивості гірських порід по розрізу свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Коротка назва гірської породи	Густина, г/см ³	Пористість, %	Проникність, мД	Глинистість, %	Карбонатність, %
	від (верх)	до (низ)						
Kz	0	485	суглинки	1,5	30	10	70	5
			глини	1,9	35	1	85	5
			піски	2,0	40	900	6	6
			мергелі	2,4	10	5	60	40
K	485	1300	крейда	2,2	45	1	5	95
			мергель	2,1-2,5	15	10	50	45
			пісковики	2,2	25	600	12	7
			глини	2,0	35	1	90	5
			піски	2,1	35	850	12	3
J	1300	1720	глини	2,1-2,45	22	9	85	6
			піски	2,0-2,4	32	800	12	8
			пісковики	2,5	25	550	20	9
T	1720	2260	пісковики	2,6	23	550	25	6
			глини	2,0	14	90	80	10
P ₂	2260	2420	глини	2,05	24	5	85	8
			пісковики	2,6	24	550	19	6
P ₁	2420	2650	пісковики	2,6	25	50	25	9
			глини	2,2	3	5	75	9
			ангідрити	2,9	2	1	0	60
			вапняки	2,6	2	5	12	85
C ₃	2650	2970	пісковики	2,6	23	500	30	8
			аргіліти	2,4	10	9	70	9
			алевроліти	2,4	10	9	55	5
C ₂ ^m	2970	3315	пісковики	2,6	22	450	20	4
			аргіліти	2,3	4	10	85	6
			алевроліти	2,6	8	9	80	6
			вапняки	2,7	2	9	10	90
C ₂ ^B	3315	3660	пісковики	2,5	21	450	30	4
			аргіліти	2,35	6	1,0	75	7
			вапняки	2,6	3	1,0	10	90
			алевроліти	2,5	9	5,0	50	6
C ₁ ^S	3660	3900	аргіліти	2,45	5	1	80	7
			алевроліти	2,5	10	7	55	7
			вапняки	2,5	3	9	12	85
			пісковики	2,6	560	9	25	4
C ₁ ^V	3900	4580	пісковики	2,62	14	180	30	5
			аргіліти	2,4	6	9	75	7
			вапняки	2,65	3	1	8	90
			алевроліти	2,6	8	5	58	8

Індекс стратиграфічного підрозділу	Солоність, %	Судільність породи	Твердість, кг/мм ²	Розшарування породи	Абразивність	Категорія породи за промисловою класифікацією (м'яка, середня і т. д.)	Коефіцієнт Пуассона
Kz	0	1,0	75	1,5	5	м'яка	0,3
	0	3,5	75	1-2	1-3	м'яка	0,44
	0	1,0	130-	1	6-7	м'яка	0,3
	6	1,5	180-380	1	4	м'яка	0,44
K	0	1	130	1	1	м'яка	0,25
	0	1,5-2,5	175-560	2	1-2,5	м'яка + середня	0,4
	0	3	130-180	1	2	м'яка	0,4
	0	3	75-130	2	2	м'яка	0,4
	0	1	75	1	5	м'яка	0,3
J	0	3	130-280	1-3	1-4	м'яка	0,3
	0	1	130	1	6	м'яка	0,3
	0	1	1750	1	9	тверда	0,2
T	0	1	1150	1	8	середня + тверда	0,4
	0	3	280	1	4	м'яка	0,4
P ₂	0	3	240	2	3	м'яка	0,3
	0	2	750	1	5	середня	0,4
P ₁	5	2	1000	1	8	м'яка	0,2
		3,5	130-175	2	3,5	м'яка	0,44
	30	1,5	530	1	3	середня	0,44
	0	2	1000	1	6,5	середня + тверда	0,25
C ₃	0	1	1250	1	8	середня + тверда	0,2
	0	3	375	1	3	м'яка	0,3
	0	1,5	750	1	6,5	середня	0,3
C ₂ ^m	0	1	1000	1	8	середня	0,2
	0	3	375	2	3	м'яка	0,3
	0	1,5	1000	1	8	середня	0,25
	0	1,5	1500	1	3	тверда	0,25
C ₂ ^B	0	1	1250	1	9	середня + тверда	0,2
	0	2,5	375	3	3	м'яка	0,3
	6	2	1000	1	3	середня	0,25
	0	1,5	750	1	8	середня	0,3
C ₁ ^S	0	3	250	3	3	м'яка	0,3
	0	2	1000	1	7	середня	0,25
	0	2	1000	1	3	середня	0,25
	0	1	1250	2	8	середня + тверда	0,2
C ₁ ^V	0	1,5	500	1	9	тверда	0,2-0,25
	0	2	560	2	3	середня	0,3
	0	2	1300	1	3	середня + тверда	0,3
	0	1,5	1250	1	6,6	середня + тверда	0,2

2.5.1 Можливі ускладнення по розрізу свердловини

Таблиця 2.7

Поглинання бурового розчину

Інтервал стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Максимальна інтенсивність поглинання, м ³ /год	Відстань від устя свердловини до статичного рівня при макси- мальному зниженні, м	Наявність втрати циркуляції (ТАК, НІ)	Градiєнт тиску поглинання, кг/(см ² м)		Умови виникнення
	Від (верх)	До (низ)				при розкритті	після ізоляційних робіт	
K _Z	0	485	без зниження рівня бурового розчину	ні	0,116	0,180	при первинному розкритті	
T	1800	2260	без зниження рівня бурового розчину	ні	0,118	0,170	при первинному розкритті	
C ₂ ^B	3500	3660	без зниження рівня бурового розчину	ні		0,165	при первинному розкритті	

В процесі проводки свердловини можливі різні ускладнення (таблиці 2.7, 2.8, 2.9, 2.10). Одним з видів ускладнень є поглинання бурових і тампонажних розчинів, причина якого - порушення рівноваги гідравлічного тиску в свердловині і поглинаючому горизонті, які призводять до відходу технологічної рідини в пласт. Поглинання можуть виникнути в пластах, проникність яких визначається гранулярною пористістю, тріщинуватістю і кавернозністю гірських порід.

Вказані у таблиці пласти містять у своєму складі породи (таблиця 2.6), які за своїми геологоструктурними властивостями можуть спричинити розкриття тріщин, утворення каверн, інших крупних каналів в процесі буріння. При первинному розкритті, якщо гідростатичний тиск бурового розчину на стінки свердловини перевищує пластовий тиск в даному горизонті, може початися поглинання розчину. Таке ускладнення може виникнути, якщо тиск на стінки свердловини

достатній для розкриття наявних зімкнутих мікротріщин або для розриву породи і утворення нових тріщин.

При поглинанні загальні витрати бурового розчину, необхідного для проходки, збільшуються в декілька разів. Понижаються темпи буріння через необхідність затрат буровою бригадою робочого часу для приготування додаткового об'єму бурового розчину. Відповідно зростає вартість буріння. Ось чому попередження такого ускладнення, як поглинання бурового розчину є одним із резервів підвищення техніко-економічних показників провідки свердловини.

Таблиця 2.8

Осипи і обвали стінок свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Час до початку ускладнення, діб	Заходи по ліквідації наслідків (проробка, промивка і т. д.)
	Від (верх)	До (низ)		
Kz	0	485	в процесі розбурювання	проробка
K	1100	1300	в процесі розбурювання	проробка
C ₂ + C ₁	3315	4580	в процесі розбурювання	проробка

В процесі провідки свердловини можливі осипи та обвали стінок свердловини в результаті зміни напруженого стану порід в інтервалах, наведених в таблиці 2.8. Ця зміна залежить від геологічних та технологічних факторів.

У вказаних інтервалах значну частину розрізу представляють породи, які є надзвичайно пластично-крихкими, нестійкими (аргіліти) та породами, які здатні втрачати свою стійкість в результаті набухання під дією фільтрату промивальної рідини (крейда, мергелі, глини).

Технологічними факторами, які сприяють виникненню осипів та обвалів є недотримання параметрів бурового розчину та технології буріння, а саме – низький гідростатичний тиск на пласти через низьку густину промивальної рідини, низька її якість, особливо підвищена фільтрація, різкі коливання тиску промивальної рідини, велика тривалість впливу промивальної рідини на породи, які схильні до обвалів, недотримання безпечного часу, на протязі якого буровий інструмент може знаходитись без руху, буріння без проміжних промивань, без пророблень пробуреного інтервалу.

Крім описаних ускладнень, можливе ще й звуження ствола свердловини у інтервалі 480 – 1000 м, утвореному в основному крейдою і мергелями. Крейдяні породи мають здатність набухати, тому необхідно своєчасно перекривати обсадними трубами зони нестійких гірських порід.

Таблиця 2.9

Н а ф т о г а з о п р о я в л е н н я

Індекс страти- графічного підрозділу	Інтервал, м		Вид флюїдо- проявлення (вода, нафта, конденсат, газ)	Довжина стовпу газу при ліквідації газо- проявлень	Умови виникнення	Характер проявлень (у вигляді плівок нафти, бульбашок газу, переливу води, збільшення водовіддачі і т. д.)
	Від (верх)	До (низ)				
C ₁ ^v B – 26	4480	4510	газоконденсат	4500	зниження протитиску на пласт	плівка нафти, бульбашки газу

В процесі буріння та кріплення свердловини з глибини 3900 м можливе нафтогазопроявлення. Найбільш вірогідне це ускладнення в інтервалах продуктивних пластів, а саме в продуктивних горизонтах B-18, B-19в, B-19н (інтервал 3900 – 4050 м від нульового виміру). Проявляючим флюїдом у всіх цих інтервалах є нафта, пластовий тиск 45 МПа, густина нафти на поверхні складає 0,63-0,67г/см³. Виникнення нафтопроявлення можливе при умові зниження протитиску на пласт. Проявлення характеризується появою плівки нафти в буровому розчині.

В продуктивних горизонтах B-20, B-26 (інтервал 4200 – 4330 м від нульового виміру) можливий приток газоконденсату в свердловину, пластовий тиск – 48 МПа, густина газоконденсату на поверхні – 0,792-0,811 г/см³.

Таблиця 2.10

Інші можливі ускладнення

Індекс страти-графічного підрозділу	Інтервал, м		Вид (назва) ускладнення жолобоутворення, перегин ствола, викривлення, грифоутворення	Характеристика (параметри) ускладнень і умови виникнення
	Від (верх)	До (низ)		
P ₁	2420	2650	Коагуляція бурового розчину	Наявність хомогенних відкладів в розрізі свердловини

3 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Геолого-технічні умови буріння

Проектна глибина свердловини становить 4850 м; діаметр експлуатаційної колони - 168 мм.

Геологічний розріз і коротка його характеристика по свердловині наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Інтервал залягання, м	літологічна характеристика	Категорія		Гradient тиску, МПа / м		ускладнення
		по твердості	по абразивності	пластового	гідророзриву	
0-280	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0140	обвали
280-1000	Глина, галечник, аргиллит	II	III	0,0104	0,0160	обвали
1000-1700	Алевроліт, аргиллит, вапняк	III	II	0,0114	0,0170	поглинання
1700-3000	Аргіліт, кам'яна сіль, вапняк	V	IV	0,0122	0,0150	осипу
3000-3700	Аргіліт, алевроліт, піщаник	VII	VI	0,0106	0,0180	поглинання
3700-4850	Аргіліт, піщаник, алевроліт	VIII	VII	0,0190	0,0200	нафтогаз опрорями

Верхня частина розрізу 0-1000 м складена м'якими осадовими породами схильними до обвалів.

На інтервалі 1000-1700 м очікується поглинання промивної рідини.

Інтервал 1700-3000 м складний породами схильними до осипання.

На інтервалі 3000-3700 м очікується поглинання промивної рідини, інтервал складний породами VII категорії по твердості.

Нафтогазопроявами очікується на інтервалі 3700-4850 м, даний інтервал складний породами VIII категорії по твердості.

3.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

3.2.1. Визначення числа обсадних колон і глибини їх спуску.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектується орієнтовний варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають знизу вгору [1]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на курсовий проект і становить - 168 мм.

Суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини наведено в табл. 2. Відповідно до цього графіка і геолого-технічними умовами буріння будуть встановлені наступні обсадні колони:

- на інтервалі 0-10 м - напрямок, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-1000 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-3700 м - проміжна колона, з повною цементацией затрубного простору;
- на інтервалі 0-4850 м - експлуатаційна колона, з повною цементацией затрубного простору.

3.2.2. Визначення діаметрів обсадних колон і доліт.

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$D_{\circ}^e = D_m + 2 \cdot \delta$, Де D_m - діаметр муфти експлуатаційної колони, δ - зазор між експлуатаційною колоною і стінками свердловини.

$$D_{\circ}^e = 188 + 2 \cdot 13 = 214 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\circ}^e = 215,9 \text{ мм.}$

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\circ}^e + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_n^{\text{пр}} = 245 \text{ мм,}$ з діаметром муфти - $D_m^{\text{пр}} = 270 \text{ мм.}$

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\circ}^{\text{пр}} = D_m^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 35 = 340 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на шарошечні долота приймаємо $D_{\circ}^{\text{пр}} = 349,2 \text{ мм.}$

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\circ}^{\text{пр}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на обсадні труби приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $D_n^{\text{к}} = 377 \text{ мм,}$ з діаметром муфти - $D_m^{\text{к}} = 402 \text{ мм.}$

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\circ}^{\text{к}} = D_m^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм,}$$

відповідно до ГОСТу на долота приймаємо $D_{\circ}^{\text{к}} = 490 \text{ мм.}$

6) діаметр напрямки дорівнює: $D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\circ}^{\text{к}} + 50 = 490 + 50 = 540 \text{ мм,}$ приймаємо $D_n^{\text{н}} = 630 \text{ мм}$ (електрозварні труби).

Таким чином, приймаємо такі обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	168	245	377	630
Діаметр долота, мм	215,9	349,2	490	

3.3 Спосіб буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин і провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній і сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього потрібно рахуватися і з тим, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати коли: глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура забою свердловини більше 140 °С.

Сферою використання турбінного буріння переважно є: свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; з температурою вибою менше 140 °С; буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Виходячи з вищевикладеного приймаємо - роторний спосіб буріння.

3.4 Вибір породорозрушаючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними і абразивними властивостями гірських порід;
- 2) по промисловим даним.

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

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

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних і абразивних властивостей скористаємося табл. 1 [1].

Прийняті типи доліт наведені в табл. 3.

Таблиця 3

інтервал буріння	характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія по буримости	категорія по абразивності			
0-1000	I-II	I-III	Д490С-ЦВ	316	500
1000-1700	III	II	III 349,2 М - ГВ	114	470
1700-3700	V, VII	IV, VI	III 349,2 Т - ЦВ	99	470
3700-4850	VIII	VII	III 215,9 К - ГНУ	41	280

3.5 Бурильная колонна

Вибір діаметрів УБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів УБТ і бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, УБТ і бурильних труб [7, табл. 2].

Крім цього, вибирають діаметри бурильних і обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такого співвідношення:

для $D_d \square 295,3$ мм:

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

$$- \frac{d_{\text{БТ}}}{d_{\text{УБТ}}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\text{БТ}} = 0,75 \cdot 178 = 134 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{БТ}} = 140 \text{ мм.}$$

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ \varnothing 140 мм [2, с. 55, 57].

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

вибір КНБК

Компонування низу бурильної колони проектується з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотного калібратора, одна або дві УБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально-можливого діаметра, стабілізатор і далі УБТ розрахованого діаметра [1].

Довжина і компоновка УБТ

Для одноступінчатої компоновання необхідну довжину УБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{УБТ}}$ - довжина УБТ, м;

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

G_{δ} - осьова навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

ρ_m - щільність металу, кг / м³;

qУБТ - вага 1 м УБТ, Н / м; qУБТ. = 145,4 кг [2, с. 50].

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

Отриману довжину УБТ округлюють в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки, з урахуванням довжини свічки (25 м) приймаємо $l_{\text{УБТ}} = 225 \text{ м}$.

Довжину УБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину УБТ за формулою:

$$l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{УБТ}}}}$$

де E - модуль пружності матеріалу (стали), Н / м²;

I - момент інерції при згині, М4.

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

де $d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр УБТ, м.

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

якщо $l_{\text{УБТ}} \geq l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}}$ то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку УБТ центруючих пристроїв. Місце встановлення центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначають згідно рекомендацій [1, табл. 4.29, 4.30]. Центратор буде встановлений через 125 м (1 центратор).

Над УБТ рекомендується розміщувати наддолотного комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби зі сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м [2].

Приймаємо довжину наддолотного комплекту - 300 м (12 свічок) з труб ТБВ - 140 зі сталі групи міцності "Д" з товщиною стінки - 11 мм.

Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначають з умов допустимих напружень на розтягнення по формулі:

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

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

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

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

$G_{УБТ}$ - вага УБТ, Н;

G - вага забійного двигуна, Н;

$G_{нк}$ - вага наддолотного комплекту, Н;

P_n - сумарні втрати тиску в забійній двигуні і долоті, Па;

F_n - площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

Q_T - розтягуються навантаження до межі текучості матеріалу труб, Н (наводиться в технічній характеристиці труб табл. 4);

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

K_1 - коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту і моменту вигину (при бурінні забійними двигуном $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1 = 1,04$).

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

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

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

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

Якщо сумарна довжина КНБК, УБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першої секцією встановлюють другу, більш міцну (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається за формулою:

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

де l_2, l_3 - довжина другої і третьої секції;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустима розтягуються навантаження для труб другої і третьої секції;

q_2, q_3 - вага 1 м бурильних труб другої і третьої секції.

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

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

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

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_4 = 250$ м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 300$ м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 375$ м.

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_8 = 75$ м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 350$ м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{10} = 350$ м.

Одинадцята секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки - 11

мм

$$Q_{p11} = \frac{2845}{1,04 \cdot 1,4} = 1954 \text{ кН}; \quad l_{11} = \frac{1954 - 1786}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,34}{7,85}\right)} = 440 \text{ м}$$

З огляду на проектну глибину свердловини:

$$L_{11} = L_{скв} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10} + l_{УБТ} + l_{НК})$$

$$l_{11} = 4850 - (225 + 300 + 1475 + 300 + 275 + 250 + 300 + 375 + 250 + 75 + 350 + 350) = 325 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_{11} = 325 \text{ м}$.

Таблиця 5

Зведена таблиця конструкції бурової колони.

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності стали	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
11	11	Л	0	325	325	0,395	30
10	10	Л	325	675	350	0,368	128,8
9	11	Е	675	1025	350	0,395	138,25
8	10	Е	1025	1100	75	0,368	27,6
7	11	К	1100	1350	250	0,395	98,75
6	10	К	1350	1725	375	0,368	138
5	9	К	1725	2025	300	0,337	101,1
4	11	Д	2025	2275	250	0,395	98,75
3	10	Д	2275	2550	275	0,368	101,2
2	9	Д	2550	2850	300	0,337	101,1
1	8	Д	2850	4325	1475	0,308	454,3
НК	11	Д	4325	4625	300	0,395	118,5
УБТ	44	Д	4625	4850	225	1,454	327,15
РАЗОМ							≈ 1864

3.6 Вибір режиму буріння

1. Визначають необхідну осьову навантаження на долото C_d .

$$C_d = k_n p_{ш} F_k$$

де k_n - коефіцієнт, який враховує вплив забійних умов на твердість гірських порід;

$p_{ш}$ - твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;

F_k - площа контакту зубів долота з породою, м².

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

Значення контактної площі F_k для найпоширеніших трьохшарошкових доліт приведено в [7] табл. 4. Розраховану величину осьового навантаження на долото порівнюємо з допустимим (паспортним) для даного типорозміру долота [C_d].

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

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

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

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

2. Частота обертання долота.

Частота обертання приймається в залежності від типу долота і типу опори долота [4,5].

Д490С-ЦВ $n_d = 300 \text{ об / хв.}$

Ш 349,2 М - ГВ $n_d = 300 \text{ об / хв.}$

Ш 349,2 Т - ЦВ $n_d = 300 \text{ об / хв.}$

Ш 215,9 К - ГНУ $n_d = 80 \text{ об / хв.}$

3. Витрата промивної рідини вибирають з двох умов

а) З умови очищення вибою від вибуренної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

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

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

$q_0 = 0,35-0,5$ - при роторному способі і електробуренні;

$F_{\text{заб}}$ - площа забою свердловини, м^2 .

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

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

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

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

б) З умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{мін}} F_{\text{кп}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

З розрахованих значень вибирають більше, яке потім узгоджують з технічною характеристикою бурової установки.

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		З, даН	n, об / хв	Q, дм ³ / с
Д490С-ЦВ	0-1000	2700	300	87
Ш 349,2 М - ГВ	1000-1700	9500	300	80
Ш 349,2 Т - ЦВ	1700-3700	31500	300	56
Ш 215,9 К - ГНУ	3700-4850	21500	80	15

3.7 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибирається згідно суміщеного графіка тисків (див. Табл. 2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}$$

де $P_{\text{пл}}$ - пластовий тиск в інтервалі свердловині для якого визначається $\square_{\text{пр}}$;

g - прискорення земного тяжіння, м / с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

\square - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в свердловині над пластовим [7] (табл. 5).

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

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

- інтервал буріння 3700-4850 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (19000 \cdot 4600)}{9,81 \cdot 4600} = 2035 \text{ кг/м}^3$;

Методика гідравлічного розрахунку

Визначають гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_m + P_{\text{кп}} + P_z + P_{\text{УБГ}} + P_{\text{кпУБГ}} + P_{\text{обв}} + P_o$$

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

P_t - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{УБТ}$ - втрати тиску в УБТ, Па;

$P_{КПУБТ}$ - втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ, Па;

$P_{Робв}$ - втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, провідній трубі, вертлюге), Па;

P_d - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_{г}}{\eta_{пл}}$$

де $\rho_{пр}$ - щільність промивної рідини, кг / м³;

V - швидкість руху промивної рідини, м / с;

$d_{г}$ - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d в або різниці діаметрів $d_c = D_c - d_n$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

d_n - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 Re^{0,58}$$

де He - критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_c^2}{\eta_{пр}^2}$$

де τ_0 - динамічна напруга зсуву, Па.

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

Якщо $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарія.

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

$$V = \frac{Q}{F}$$

де F - площа поперечного перерізу, m^2 ;

$$\text{для труб } F = \frac{\pi}{4} d_e^2$$

$$\text{Для кільцевого простору } F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$$

При ламінарному режимі течії втрати тиску в буриньних трубах і кільцевому просторі визначають за формулами:

$$p_{\Gamma} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B}$$

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

де l - довжина секцій буриньних труб однакового діаметра;

\square_{Γ} , $\square_{кп}$ - відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком [5] попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_{\Gamma}}{\eta_{пл} V}$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{пр}}{d_{\Gamma}} l,$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

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

для кільцевого простору

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

де \square - шорсткість труб.

$\square = 3 \cdot 10^{-4}$ м - для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору,

$\square = 3 \cdot 10^{-3}$ м - для необсаженої ділянок затрубного простору.

Аналогічно знаходять втрати тиску в УБТ (РУБТ) і кільцевому просторі за УБТ (РкпУБТ).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

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

i - кількість замків.

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

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

F - площа поперечного перерізу каналу труб або несуженої частини кільцевого простору, м²;

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

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

де l - довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_m - довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземні обв'язки знаходимо за формулою

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

де \square_3 , $\square_{\text{бш}}$, \square_v , $\square_{\text{вт}}$ - відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюге, і провідній трубі, значення яких наведено в [7].

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

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

де P_d - резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

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

P_n - тиск, який розвиває насос, Па;

$\sum P_i$ - втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, УБТ, кільцевому просторі за УБТ, обв'язки.

За значенням P_d необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини.

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}},$$

де μ_d - коефіцієнт витрати, значення якого наведені в табл. 7 [7].

Якщо отримане 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 гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $\text{РКР} \approx 12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_d < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

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

де d_n - діаметр насадки, м;

n - кількість насадок.

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

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

де V - середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У разі 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 даному витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивної рідини і провести аналогічний розрахунок при новому витраті.

Розрахунок

Втрати тиску в бурильних трубах

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

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

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

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

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

Втрати тиску в замках

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

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

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

Втрати тиску в УБТ

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

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

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

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

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

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

Оскільки $Re > Re_{кр}$ - режим руху турбулентний, тоді

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі за УБТ

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

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

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

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

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

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

Оскільки $Re < Re_{кр}$ - режим руху ламінарний, тоді

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

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

Втрати тиску в обв'язці

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

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

Швидкість руху рідини в проливних отворах долота

$$V_o = \mu_o \sqrt{\frac{2P_o}{\rho_{\text{пр}}}}, \text{ м / с}$$

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 РКР, яке обумовлено як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $R_{\text{КР}} \approx 12-13 \text{ МПа}$. Т.к $R_{\text{д}} = 21 \text{ МПа} > R_{\text{КР}}$, то приймаємо $R_{\text{д}} = R_{\text{КР}} = 13 \text{ МПа}$.

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

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

$$V_o \geq 80 \text{ м / с}$$

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

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

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

Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

3.8 Вибір бурового верстата, талевого каната і талевої системи

Вибір бурової установки і обладнання

Відповідно до проектною глибиною свердловини і необхідної вантажопідйомністю приймаємо бурову установку Уралмаш 5000/320 ДГУ-1. [8]

Установки цього типу вперше розроблені фірмою "Уралмаш - Бурове обладнання" і не мають аналогів за кордоном. [8]

Призначені для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4500 метрів в районах з помірним кліматом (при температурах від - 45оС до + 40оС), при розробці родовищ з вмістом сірководню менше 6%.

Обладнання складається з наступних основних частин: вищечних блоку, лебедочного блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста зі стелажми, насосного блоку, блоку обладнання циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, тиристорного блоку, блоку комплектного розподіл-пристрої.

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

Конструктивні особливості та переваги

- Можливість буріння на ґрунтах з низькою несучою здатністю
- Здійснення центрування і вирівнювання вищечних блоку в процесі буріння
- Привід основних механізмів проводиться електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектне тиристорне пристрій в контейнерному виконанні
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор
- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулятора подачі долота

- Блочно-модульне виконання
- Сучасна чотирехступенчатая циркуляційна система

**Технічна характеристика бурової установки
Уралмаш 5000/320 ДГУ-1 [8]**

Навантаження, що допускається на гаку (по ГОСТ 16293), тс	320
Максимальна статичне навантаження на гаку (по API), тс	385
Умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	5000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
тип приводу	дизель-гідролічний
Вишка ВМА 45-320	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вежі, м	44,8
підстава	
Тип	збірно-модульний
Висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	8
талевого система	
Діаметр талевого каната, мм	35
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ 37-1100Д	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Вертлюг УВ-320 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)

Динамічна вантажопідйомність (по API), тс	200
Ротор Р-700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустима статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-950 А	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л / с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
циркуляційна система	
Загальний обсяг, м ³	270
Кількість ступенів очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2 [8]

Параметри / Модель	УНБТ-950- А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ / с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	прямоточне
пневмокомпенсаторів	ПК70-320
Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса,%, не більше	5

Маса насоса без шківів, пневмокомпенсаторів і крана, кг	22070
Маса зі шківом, пневмокомпенсаторів і краном, кг	24261

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 900 ЕТ-3 [8]

Параметри / Модель	ЛБУ 900 ЕТ-3
Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	900
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6) 12 (6x7)
Число швидкостей обертання підйомного вала	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	гальмо дисково-колодкове пневматичний для аварійної зупинки і фіксації підйом і опускання вишки, аварійний підйом труб
привід додатковий	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри: довжина, мм х ширина, мм х висота, мм	4365 x 3000 x 2185
маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р-700 [8]

Параметри / Модель	Р-700
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустима статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання стола ротора, об / хв (не більше)	350
Передавальне число від приводного вала до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790
Розміри, мм	

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА [8]

Параметри / Модель	УВ-270МА
Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (за нормами API), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьба переводника для з'єднання з провідною трубою (ліва)	3-152Л
Приєднувальна різьба стовбура (ліва)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
маса, кг	2200

Вибір талевого каната і талевої системи

Вибір талевого каната: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РВ (6 х 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля каната - 632,3 кН [9].

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів лівого блоку [7]:

$$T = \frac{K_1 Q_g}{2P_k}$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_g - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурової колони;

P_k - розривна навантаження для обраного талевого каната;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1864}{2 \cdot 632,3} = 5,9$$

Приймаємо кількість роликів лівого блоку $T = 6$ шт. Тоді оснащення талевої системи - дванадцятиструнну (6 х 7).

4 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ, ПРОМСАНІТАРІЯ, ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ І ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Навчання та інструктаж робітників

Нафтогазовидобувне підприємство постійно впроваджує нову техніку, нові технологічні та трудові процеси, прогресивні методи праці. Тому необхідно постійно навчати робітників вмінню працювати з новим виробничим обладнанням, правильно і безпечно вести технологічні процеси.

Навчання робітничим професіям в бурінні проходить в навчально-курсівих комбінатах. Для отримання кваліфікації помічника бурильника

ІІІ розряду необхідно пройти 1,5-місячний курс теоретичного та 2-місячний курс практичного навчання, для підвищення кваліфікації помічника бурильника чи отримання кваліфікації бурильника – 1,5-2-місячний курс теоретичного і практичного навчання.

Незалежно від форм попереднього навчання кожний робітник при прийомі на роботу проходить ввідний інструктаж тривалістю не менше двох годин, індивідуально або в групі (до 10 чоловік), інструктаж на робочому місці (первинний), стажування на робочому місці та контроль знань по безпечному проведенню робіт. Первинний інструктаж робітник проходить також при переводі на роботу з іншим характером діяльності. Крім того, кожні 3 місяці проводиться повторний інструктаж і не рідше, чим один раз на рік – періодична перевірка знань. Передбачений також і позачерговий інструктаж, який проводиться в таких випадках:

- при зміні виробничого процесу, заміні обладнання, в результаті чого змінюються умови праці;

- якщо в цеху, на дільниці, в бригаді стався нещасний випадок, аварія;
- при введенні нових правил, інструкцій по безпечному проведенню робіт, в яких передбачені додаткові вимоги;
- якщо виявлені порушення правил, інструкцій, виробничої дисципліни, незалежно від проведених заходів впливу.

Програми всіх видів навчання та контролю знань складаються відповідно до вимог нормативних документів, затверджуються головним інженером. Ввідний інструктаж проводить служба охорони праці, первинний інструктаж робітників – майстер, стажування на робочому місці – досвідчений кваліфікований робітник, перевірка знань здійснюється спеціальною комісією в складі представника служби охорони праці, головних спеціалістів підприємства.

Робітники, які при перевірці знань, показали незадовільний результат, до роботи не допускаються. Вони повинні на протязі двох тижнів пройти повторну перевірку знань по безпечному проведенню робіт.

Проведення всіх видів інструктажів реєструється в “Журналі реєстрації інструктажів”, проведення перевірки знань – в “Журналі реєстрації перевірки знань” встановленої форми.

Ввідний інструктаж включає в себе такий перелік питань:

- 1) основні положення трудового законодавства;
- 2) правила внутрішнього розпорядку та поведінки на території підприємства, у виробничих, допоміжних приміщеннях; значення попереджувальних написів, плакатів, знаків, звукової та світлової сигналізації;
- 3) правила перевезення робітників різними видами транспорту, правила при проведенні завантажувально-розвантажувальних робіт, транспортуванні вантажів;

- 4) вимоги пожежної безпеки;
- 5) вимоги техніки безпеки при застосуванні кислот, лугів, легкозаймистих та горючих рідин, зрідженого повітря, газів, кисневих та ацетиленових балонів;
- 6) обставини та причини найбільш характерних нещасних випадків, аварій, які сталися на підприємстві внаслідок порушення правил та інструкцій по техніці безпеки та виробничій дисципліні;
- 7) методи та способи надання першої (долікарняної) допомоги при нещасних випадках, отруєннях, дії електричного струму високої напруги;
- 8) призначення та порядок використання спецодягу, спецвзуття, засобів індивідуального захисту;
- 9) основні вимоги особистої та виробничої гігієни, санітарії, порядок користування санітарно-побутовими приладами та приміщеннями;
- 10) значення вентиляції на виробництві та правила користування вентиляційними установками;
- 11) значення раціонального освітлення виробничих приміщень, робочих місць для безпечної та безаварійної роботи.

В залежності від професії та характеру роботи, робітнику пояснюють специфіку умов праці на окремих дільницях, в цехах, установках, відповідні заходи безпеки при організації робочого місця, заходи по попередженню аварій, нещасних випадків, вимоги техніки безпеки при обслуговуванні машин, агрегатів, котлів, які працюють під тиском, вантажопідйомних кранів, електроустановок та іншого небезпечного обладнання.

Первинний інструктаж містить аналогічний перелік питань.

Якщо робітник підтверджує свої знання після ввідного інструктажу, йому видають посвідчення по техніці безпеки, в якому

відмічають проходження ввідного інструктажу. Робітників, які мають посвідчення про проходження навчання і які підтвердили свої знання на даному підприємстві, звільняють від проходження стажування на робочому місці.

4.2 Підготовка бурової установки до буріння

Перед початком робіт на новій свердловині буровий майстер в присутності бурової бригади приймає від вишкомонтажної бригади наземні будівлі і обладнання бурової, проводить підготовчі роботи до буріння, до яких входять оснастка талевої системи, установка механізмів для спуско-підйомних операцій, підвіска ключів, регулювання індикатора ваги, установка і перевірка роботи об'єктів малої механізації, опресовка ліній обв'язок бурових насосів, буріння шурфу у заданому напрямку та кріплення шурфу, складання бурильних труб у свічки, спуск спрямовуючих клинів, розміщення інструменту та засобів, які забезпечують безпеку праці, та інші роботи.

Змонтовану бурову установку здають в експлуатацію тільки після прийому її комісією, яка перевіряє комплектність обладнання даної свердловини, його відповідність вимогам нормативних документів, специфіці робіт, а саме:

- 1) стан під'їзних доріг і території біля бурової, розміщення обладнання на буровій площадці;
- 2) вантажопідйомність вишки і талевої системи (повинна перевищувати максимально очікуване навантаження);
- 3) працездатність і міцність прийомного мосту, стелажів, підлоги бурової, прибудов і насосної, проходів вздовж жолобів, фундаменту вишки, основ блоків;
- 4) надійність драбин і майданчиків вишки;

- 5) працездатність контрольно-вимірювальних приладів і пускової апаратури (манометрів, індикаторів ваги, кнопок “Стоп”);
- 6) працездатність і міцність всіх щитків і огорожень частин і механізмів, які рухаються, станції управління, ланцюгових передач;
- 7) працездатність протизатягувача підйому гако-блоку під кронблок;
- 8) присутність об’єктів малої механізації та їх працездатність;
- 9) працездатність страхуючого поясу для робітника, який працює на висоті;
- 10) наявність аптечки та її укомплектованість необхідним набором перев’язувальних засобів, медикаментів для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках;
- 11) працездатність заземлення та освітлення бурової;
- 12) працездатність ручного інструменту;
- 13) працездатність засобів зв’язку з буровою;
- 14) укомплектованість буровим і ловильним інструментом, запасними ємностями, які забезпечують подвійний (для газових свердловин – потрійний) запас промивальної рідини;
- 15) готовність бурової до роботи у зимових і літніх умовах; наявність повного комплекту пожежного інвентарю, індивідуальних засобів захисту, обладнання необхідними інструментами, плакатами по техніці безпеки і безаварійних умовах проводки свердловини.

Безпосередньо бурові роботи можна розпочинати лише тоді, коли буде складений і підписаний всіма членами приймальної комісії акт приймання повністю змонтованої бурової установки, який підтверджує працездатність бурової і обладнання, його відповідність технічній документації. До складу комісії входять представники адміністрації,

Держгіртехнагляду, пожежної інспекції, органу, який займається питаннями охорони навколишнього природного середовища.

Перед початком буріння свердловини проводять пускову конференцію, на якій присутні члени бригади, буровий майстер, а також головний інженер, головний механік, геолог, інженер по техніці безпеки, робітники технічного, технологічного, планового відділів, відділу праці і зарплати. Бутова бригада отримує геолого-технічний наряд, наряд на проведення бурових робіт і інструктивно-технологічну карту. Члени бурової бригади під час пускової конференції знайомляться з геолого-технічним нарядом, з особливостями геологічного розрізу, вивчають проектний режим буріння, отримують інструктаж по технології проходки свердловини, експлуатації обладнання та безпечним методам роботи.

Всі члени бурової бригади, які будуть брати участь у будівництві свердловини, повинні бути навчені безпечних методів роботи за своїми професіями і до початку роботи проінструктовані з загальних правил безпеки та спеціальних питань техніки безпеки та протипожежної безпеки при виконанні конкретних видів робіт. Кожному робітникові необхідно мати інструкцію про безпечні прийоми роботи за його професією, бутова бригада повинна мати інструкції з попередження відкритих фонтанів та інструкцію про дії у випадку нафтогазопроявлень.

Перед початком роботи кожний робітник повинен перевірити своє робоче місце, справність механізмів, інструментів, приладів. При виявленні несправностей вжити заходів до їх усунення. Заборонено експлуатувати несправне обладнання, інструменти, прилади і пристосування, обладнання з несправними пристроями безпеки, користуватися несправними засобами індивідуального захисту. Якщо несправні електрообладнання, лінія електропередач, необхідно

відключити електропостачання та викликати електрика. Заборонено експлуатувати обладнання, інструменти, прилади при навантаженнях, тисках, температурах, які виходять за межі, вказані у паспорті.

4.3 Заходи безпеки при виконанні робіт

Основні джерела підвищеної небезпеки у процесі буріння свердловини можна поділити на такі групи:

- 1) роботи пов'язані з переміщенням вантажів, які мають велику вагу і можуть спричинити у випадку падіння важкі травми робітникам (труби, долота, вибійні двигуни та інші інструменти, недостатньо або неправильно закріплена вишка);
- 2) експлуатація механізмів, що обертаються (ротор, лебідка, насоси);
- 3) можливість руйнування вузлів обладнання, які працюють під тиском, в умовах вібрації (бурові, цементувальні насоси, компресори, бурильні, обсадні колони, вертлюг, бурові шланги);
можливість виникнення за колонних газонафтоводопроявлень та грифонів;
- 4) використання цементів, глинопорошків, хімічних реагентів, наявність у вибуреній породі, промивальній рідині сірководню, вуглекислого газу, газоподібних вуглеводнів, які мають токсичні властивості;
- 5) прояви нафти та газу, які можуть стати причиною вибухів, пожеж, отруєнь;
- 6) експлуатація електроустановок (відсутність заземлення, несправність);

Значну роль у виникненні аварій, травматизму відіграє порушення робітниками правил техніки безпеки, недотримання правил протипожежної безпеки, низька трудова дисципліна та низька кваліфікація робітників.

При проектуванні свердловини розробляється цілий комплекс заходів з техніки безпеки та протипожежної безпеки.

Після закінчення монтування бурової установки все обладнання повинно бути перевірене і випробуване без навантаження. Всі вузли, які будуть працювати під тиском, необхідно опресувати тиском, що перевищує в півтора рази максимальний очікуваний тиск в період буріння або закінчування свердловини.

В період експлуатації буровий майстер і механік повинні детально перевіряти стан бурового обладнання не рідше одного разу на два місяці, а також перед спуском кожної обсадної колони, перед початком і закінченням ловильних робіт, пов'язаних з розходженням колони труб, після викидів і відкритих фонтанів, після сильного вітру. Не рідше одного разу на шість років вишку повинні випробовувати за затвердженою методикою за участю спеціальної комісії.

Бурова установка повинна мати щит з приладами контролю за роботою механізмів, веденням технологічних процесів і станом свердловини. Прилади повинні бути встановлені на видному місці і захищені від вібрацій.

Всі машини і механізми повинні мати міцні металеві огорожі, що надійно закривають доступ з усіх сторін до рухомих частин, виконані у відповідності з нормативними вимогами.

Якщо при бурінні можливі нафтогазопроявлення, необхідно обов'язково встановлювати противикидне обладнання, робочий тиск якого більший максимально очікуваного. Кількість і типи превенторів погоджують з органом Держтехнагляду. Працездатність превенторів повинна перевіряти кожна вахта.

До роботи з токсичними речовинами допускаються лише робітники, які знають правила роботи з ними, та забезпечені засобами індивідуального захисту. Горючі гази необхідно відводити трубопроводом до спеціального факела не ближче 100 м від свердловини і спалювати. Нафту і нафтопродукти зберігають в герметичних резервуарах із заземленням, не ближче 40 м від свердловини.

Підлогу в буровій, насосному сараї, настили вздовж жолобів, площадку біля устя свердловини під підлогою бурової і підхід до неї у випадку забруднення слід промити струменем води, при забрудненні мастильними матеріалами – засипати піском або землею. Навколо території бурової, де розміщені вишка, бурові насоси, очисна система, обладнання для приготування промивальної рідини, ємності для її зберігання та зберігання нафтопродуктів, повинні бути споруджені дренажні рівчаки для відводу стічних і зливних вод і земляне відвалування.

Об'єкти, для обслуговування яких потрібен підйом на висоту більше 0,75 м, повинні бути обладнані сходами з поруччям.

Промислово-геофізичні, вибухові і прострілочні роботи в свердловині повинні проводитись у присутності представника замовника під керівництвом начальника партії або іншого відповідального інженерно-технічного працівника, призначеного наказом по підприємству.

Газові свердловини з високими та аномальними тисками та свердловини з складними геологічними умовами повинні бурити кваліфіковані бригади під керівництвом спеціалістів, які мають достатній практичний досвід, та у відповідності з ГТН. При бурінні свердловин на газових та газоконденсатних родовищах необхідно особливу увагу приділяти підйому колони. Промивання газової

свердловини перед підйомом долота потрібно проводити при максимальній витраті розчину та обертанні колони на протязі одного циклу промивання. На майданчиках повинна бути вода в достатній кількості. При бурінні газових свердловин в колоні бурильних труб необхідно встановлювати зворотній клапан. Випробування та дослідження таких свердловин допускається лише при умові спуску в них насосно-компресорних труб.

Роботи, пов'язані з використанням вибухонебезпечних, радіоактивних, їдких, токсичних, пилоподібних матеріалів потрібно проводити у відповідності з правилами техніки безпеки для даних робіт.

Всі виявлені недоліки по техніці безпеки та заходи, які були проведені для їх усунення, повинні бути зафіксовані у журналі, що знаходиться на кожній буровій.

Всі роботи по будівництву свердловини необхідно виконувати у повній відповідності з вимогами таких директивних документів з техніки безпеки:

- “Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности”, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР 31.01.74, М.: Надра, 1974;
- “Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях”, затверджених Міннафтопромом, Мінгазпромом і Мінгеології СРСР 08-09.09.1982, М.: Типографія Міннафтопрому, 1983;
- “Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”, затверджених начальником Головенергонагляду 21.12.1984;

- “Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”, Государственный комитет Украины по надзору за охраной труда, г. Киев, 1994;
- “Правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, затверджених наказом Держкомітету України по нагляду за охороною праці, 18.10.94, № 104;
- “Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України, 26.05.1994, № 51;
- “Приказов и директивных писем Миннефтепрома и Госгортехнадзора по безопасному и безаварийному ведению работ”;
- “Будівельних норм і правил”;
- “Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности”, ППБО-85, затверджені першим заступником міністра НП, 25.11.1985.;
- “Типовая инструкция о порядке ведения сварочных и других огневых работ во взрывоопасных, взрывопожарных объектах нефтяной промышленности”, 1977 р.;
- “Инструкция по обеспечению пожарной безопасности при сварке обсадных колонн над устьем нефтяных и газовых скважин”, 1975. ;
- Санітарних норм і правил;
- “Нормативов оснащения объектов промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации”, затверджених Міннафтопромом, Держгіртехнаглядом СРСР по узгодженню з ЦК Профспілок (п.1.1.9 ПБ);

- Правил безпеки в газовому господарстві (с змінами і доповненнями, утв. Постановленням Колегії Госгортехнадзора України від 13.05.1992, № 5, Управління Харківського округу Госгортехнадзора України ІКЦ “Техсервіс”, г. Харків, 1992.

На основі цих норм і правил на кожному буровому підприємстві розробляють виробничі інструкції та заходи з техніки безпеки і протипожежної безпеки з урахуванням місцевих норм для кожної професії та кожного виду робіт, які періодично переглядають та перезатверджують.

4.4 Промсанітарія

Для створення безпечних умов праці при будівництві свердловини і виконання умов з промислової санітарії і гігієни праці робочий персонал повинен бути забезпечений засобами захисту працюючих: засобами індивідуального захисту – спецодягом, спецвзуттям, засобами захисту від шуму і вібрації, санітарно-побутовими приміщеннями, засобами захисту органів дихання, а також засобами контролю повітряного середовища і необхідного рівня освітленості.

Виробничі приміщення повинні бути виконані у відповідності з СНіП, санітарними нормами проектування підприємств, вказівками по будівельному проектуванню споруд нафтової промисловості і протипожежними технічними умовами будівельного проектування.

Враховуючи, що у процесі буріння працюючі піддаються дії підвищених рівнів шуму та вібрації і у відповідності з вимогами ГОСТ 12.1.003-83 / Ст. СЭВ 1930-79 / і ГОСТ 12.1.012-78 / Ст. СЭВ 1932-79 і Ст. СЭВ 2602-80 / по обмеженню рівнів шуму і вібрації бурова

установка повинна бути обладнана колективними засобами зниження рівня шуму і вібрації.

Розміщення апаратури, обладнання у виробничих приміщеннях, а також трубопроводів повинно забезпечувати зручність їх обслуговування, ремонту і огляду.

Виробничі приміщення і робочі місця слід утримувати у чистоті. Підлога повинна бути рівною і зручною для очищення і ремонту. Для збору відходів і сміття повинні бути встановлені ящики і урни.

У виробничих приміщеннях повинні бути застосовані заходи для максимального використання природного освітлення. Вікна повинні бути повністю зашклені і утримуватись в чистоті.

Буро́ва, згідно проекту, повинна бути обладнана обвалуванням, збірною (відвідною) канавою, амбарами для збору стоків і виробничих відходів. Відходи буріння необхідно регулярно вивозити або відповідним чином захороняти.

Влаштування санвузлів повинно відповідати санітарним нормам. Зовнішні санвузли стаціонарного типу, які влаштовуються на ділянках без каналізації, не повинні забруднювати ґрунт, колодязі і свердловини питного водопостачання.

Виробничі приміщення повинні бути обладнані природною, механічною або змішаною вентиляцією, що забезпечує необхідні умови повітряного середовища у відповідності з діючими СН.

4.4 Пожежна безпека

Головне завдання протипожежних заходів – це попередження виникнення пожеж або обмеження їх поширення у випадку виникнення.

Пожежна профілактика промислових об'єктів забезпечується цілим комплексом заходів:

- суворе дотримання норм пожежної безпеки;

- навчання, інструктаж персоналу та пропаганда основ пожежної безпеки;
- правильне планування підприємств, цехів;
- організаційно-технічні заходи з пожежної безпеки;
- застосування вогнестійких матеріалів для будівельних конструкцій;
- обмеження використання пожежонебезпечних речовин;
- автоматизація та механізація пожежонебезпечних виробничих процесів;
- герметизація обладнання та технологічних ліній та інше.

На стадії проектування підприємств обов'язковим є дотримання вимог відповідних нормативних документів, що регламентують пожежну профілактику: СНіП “Протипожежні вимоги. Основні положення проектування”, “Виробничі приміщення промислових підприємств. Норми проектування”, ПТУБП (“Протипожежні технічні умови будівельного проектування”) підприємств нафтогазовидобувної промисловості, “Правила пожежної безпеки в нафтовій промисловості”, норми та правила влаштування виробничої вентиляції, опалення, електричного освітлення.

Відповідно нормативних документів виділяють шість категорій підприємств за вибухопожежонебезпечністю.

На бурових основними причинами виникнення пожеж є:

- 1) необачне поводження з вогнем під час зварювальних робіт та паління;
- 2) робота з несправним електричним, газозварювальним обладнанням;
- 3) порушення правил пожежної безпеки при монтажу пожежонебезпечного технологічного обладнання;
- 4) неправильне зберігання горюче-мастильних матеріалів, горючих речовин;

- 5) забрудненість мазутом території бурової, накопичення на ній будівельних матеріалів;
- 6) виділення газу з промивальної рідини, яка поступає із свердловини.

Тому для попередження виникнення пожеж необхідно дотримуватись правил та інструкцій пожежної безпеки, виконувати заходи пожежної безпеки.

Для паління повинні бути відведені спеціальні місця. Вихлопні труби двигунів внутрішнього згорання виводять на відстань не менше 15 м від устя свердловини, на 5 м від зовнішньої стіни машинного укриття та обладнують глушниками та іскрогасниками. Іскрогасники виводять на 1,5 м вище даху машинного укриття. Склад горюче-мастильних матеріалів розташовують не ближче 40 м від бурової, а паливопровід обладнують задвижкою чи запірним вентилям, який встановлюють на відстані 5 м від стіни машинного приміщення.

Не дозволяється зберігати паливо всередині машинного приміщення. В зимовий період необхідно попереджувати замерзання палива. Між вихлопними лініями та стіною укриттів передбачений проміжок не менше 15 см, а труби вихлопних ліній в цьому місці покривають азбестом. В машинних приміщеннях повинні бути ящики з піском, вогнегасники та інші засоби пожежегасіння.

Зварювальні роботи слід виконувати лише на працездатному обладнанні з дотриманням відповідних правил пожежної безпеки.

Бурові бригади повинні бути забезпечені пожежним інвентарем, який повинен зберігатися на пожежному щиті та підручними засобами для гасіння пожежі (таблиця 4.1). Пожежний інвентар фарбують червоним кольором. Використання пожежного інвентарю та підручних засобів з іншою метою не дозволяється.

Первинні засоби пожежегасіння

Найменування	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ і т. д. на виготовлення	Кількість, шт.	Примітки
Вогнегасники пінні ОХП-10	ГОСТ 3620-76	6	Допускається застосовувати вогнегасники порошкові ОП-5, ТУ 22-3952-77 на центральному пожежному щиті
Ящики з піском: 0,5 м ³ 1,0 м ¹		4 1	
Лопати	ГОСТ 16714-71	4	
Лом пожежний легкий ЛПЛ	ГОСТ 16714-71	2	
Сокира пожежна поясна СПП	ГОСТ 16714-71	2	
Багор пожежний БМП	ГОСТ 16714-71	2	
Відро пожежне ВП	ТУ 220 РСФСР	4	
Щит пожежний дерев'яний ЩПД	ТУ 220 РСФСР	2	

Не можна використовувати воду для гасіння легкозаймистих речовин (керосин, бензин) та електричного обладнання під напругою, щоб запобігти ураження електричним струмом. Найбільш ефективним засобом гасіння пожеж є пінні вогнегасники типу ОП. Обладнання, яке загорілось, електроустановки та апаратуру гасять вуглекислотними вогнегасниками типу ОУ, в яких використовується вуглекислий газ, що не має електропровідності. Працездатність вогнегасників необхідно періодично перевіряти.

4.6 Охорона довкілля

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища при бурінні є: промивальна рідина і реагенти для регулювання її властивостей; частинки гірських порід, що виносяться потоком промивальної рідини із свердловини, пластові рідини, залишки тампонажних розчинів. Охорона прісних вод, особливо в зоні активного водообміну (верхня частина розрізу), має велике економічне, соціальне значення. Природоохоронні заходи при розробці нафтових та газових родовищ направлені на:

- попередження забруднення поверхневих та підземних прісних вод нафтою, солоними водами, поверхнево-активними речовинами, нафтовими газами, сірководнем;
- припинення скидання промислових стічних вод у поверхневі води;
- ліквідацію земляних комор, де зберігаються забруднені води і відпрацьований буровий розчин;
- своєчасне усунення проривів та витоків з нафтопромислових споруд, систем зберігання, підготовки і транспортування нафти та промислових вод, які використовують для заводнення.

Одним із заходів, направлених на збереження оточуючого навколишнього середовища є спорудження на відстані 100 – 200 м від свердловини з підвітряного боку до початку робіт по розкриттю продуктивних пластів земляної комори для збору і тимчасового зберігання всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод, нафти, що виливається із свердловини під час її освоєння, випробування, нафтогазових викидах і відкритих фонтанях. Дно і стінки земляних комор повинні мати надійну гідроізоляцію для захисту горизонтів ґрунтових вод та природних водоймищ, обвалування земляних комор повинно бути достатньо високим і надійним, стійким до руйнування зливними водами. Навколо бурової установки повинні бути споруджені

стічні канали для видалення бурових стічних вод і пролітої промивальної рідини в збірну комору.

Якщо виникло некероване фонтанування (при відсутності противикидного обладнання, його несправності, руйнуванні устя), необхідно терміново спорудити земляний вал для обмеження розтікання пластового флюїду по великій території.

Ефективним в природоохоронному плані є використання герметизованої системи збору і транспортування нафти, промислових стічних вод та замкненого циклу водоспоживання, коли вся пластова вода після її очистки повторно використовується.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини або виходять із свердловини при її освоєнні, дослідженні, фонтануванні, потрібно спалювати у спеціальному факелі, який встановлюють не ближче 100 м від свердловини. Якщо гази містять сірководень, то спалювання недостатньо через утворення при цьому важчих за повітря оксидів сірки, які скупчуються в низинах і утворюють з вологою отруйну сірчану кислоту. Тому сірководень, інші токсичні компоненти пластових рідин необхідно нейтралізувати в свердловині чи очисній системі.

Радіоактивні ізотопи не можна використовувати в свердловині, якщо попередньо не були надійно ізольовані горизонти артезіанських вод, проникні пласти, що мають сполучення з поверхнею поблизу бурової, щоб не допустити виходу активованої рідини на поверхню. Після закінчення роботи територію свердловини та одяг робітників необхідно перевірити, впевнитись у відсутності небезпечних концентрацій радіоактивних речовин. Залишки невикористаних ізотопів, рідину після промивання ємностей та насосів, які зазнали впливу таких речовин, потрібно розвести водою до безпечної концентрації та поховати в спеціально відведеному місці.

Охорона земельних ресурсів передбачає перед початком робіт по будівництву свердловини зняття родючого шару і закагування його на окремій площадці. Після завершення робіт знятий ґрунт використовують для відновлення родючості поверненої ділянки. Територію, що підлягає рекультивації, необхідно звільнити від залишків промивальної рідини та шламу гірських порід одним із способів:

- транспортувати промивальну рідину на інші бурові для використання;
- закачувати промивальну рідину і шлам в зони катастрофічного поглинання сусідніх свердловин, якщо ці зони не сполучаються з прісних і лікувальних вод;
- збір у спеціальні шламосховища;
- отвердіння промивальної рідини на водній основі домішками мінеральних в'язучих і полімерних матеріалів з наступним використанням її як будівельного матеріалу або іншими домішками для використання її як добрива;
- обезводнення відходів підсушуванням їх у земляних коморах з подальшим засипанням родючою землею.

Зберігати нафту, нафтопродукти, промивальні рідини, реагенти необхідно в металевих або бетонних ємностях; промивальні рідини на вуглеводневій основі – в закритих металевих ємностях в спеціальних складах, а вибурену з використанням такої рідини породу збирати в металеві ємності і перед похованням промивати у водному розчині ПАВ з метою видалення адсорбованих нафтопродуктів або піддавати термічній обробці.

Охорона навколишнього середовища на родовищі нафти чи газу на протязі всього терміну його розробки повинна супроводжуватись постійними спостереженнями за зміною гідрогеологічних умов поверхневих та підземних прісних вод по контрольних пунктах на річках, водоймищах, в криницях, артезіанських свердловинах.

Загальні висновки

Мета роботи – розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області повністю досягнута в проекті.

Основні завдання роботи, що виконано:

- виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини;
- розроблено технологію буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гадяцького газоконденсатного родовища Полтавської області;
- здійснено обґрунтування бурового устаткування;
- обґрунтовано породоруйнуючий інструмент;
- розрахована технологія буріння свердловини;
- розрахована технологія кріплення свердловини;
- проведено аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.

Література

1. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 1 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 366 с.
2. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. У 5-ти томах. Том. 5 Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 373 с.
3. Вайсберг Г. А., Римчук Д. В. Фонтанна безпека (запитання і відповіді), Харків, 2002. – 474 с.
4. Інструкції ДК "Укргазвидобування" "Попередження та ліквідація проявів при бурінні" від 02 вересня 1998 р.
5. Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении. - М.: Недра, 1992. – 251 с.
6. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – Г., Недра, 1985.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
8. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. – Коломыя ВПТ, "Возраст", 1999.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
10. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.
11. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
12. Методические указания к курсовому проектированию по курсу «БНГС», Бражененко А.М. Хоменко В.Л., Днепропетровск НГУ, 2003.