

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

Природничих наук і технологій  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня бакалавр  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Зінченко Владислав Андрійович  
(ПІБ)  
академічної групи 185-19зск-1 ГРФ  
(шифр)  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології  
(офіційна назва)  
на тему Технічний проект буріння розвідувальної свердловини в умовах Жовтоярського нафтового родовища  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці	Муха О.А.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеня бакалавр**  
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Зінченко Владислав Андрійович академічної групи 185-19зск-1 ГРФ  
 (прізвище та ініціали) (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 розвідувальної свердловини в умовах  
Жовтоярського нафтового родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15 квітня № 200-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт 2. Техніко-технологічна частина	04.05.2022- 31.05.2022
Охорона праці	3. Охорона праці 4 Охорона навколишнього середовища	01.06.2022- 15.06.2022

Завдання видано

\_\_\_\_\_

(підпис керівника)

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

28.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2022

Прийнято до виконання

Зінченко В.А.

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 62 стор., 6 рис., 11 табл., 11 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ; СВЕРДЛОВИНА; БУРОВА  
УСТАНОВКА; ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ; ТЕХНОЛОГІЯ  
БУРІННЯ.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов Жовтоярського нафтового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Жовтоярського нафтового родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Жовтоярського нафтового родовища: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	4
<b>1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ</b> .....	5
1.1 Загальні відомості про Жовтоярське нафтове родовище .....	5
1.2 Геологічна характеристика району робіт .....	7
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин .....	13
<b>2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	15
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини .....	15
2.2 Вибір способу буріння .....	17
2.3 Вибір породоруйнуючого інструменту .....	18
2.4 Вибір бурильної колони.....	19
2.5 Вибір режиму буріння .....	22
2.6 Промивання свердловини .....	27
Висновки за розділом .....	39
<b>3 ОХОРОНА ПРАЦІ</b> .....	40
3.1 Облаштування родовищ нафти та газу .....	40
3.2 Типи та конструкція свердловин .....	44
3.3 Розкриття продуктивних пластів бурінням та кріплення свердловин .....	47
3.4 Розкриття продуктивних пластів перфорацією .....	49
3.5 Освоєння свердловин .....	50
Висновки за розділом .....	52
<b>4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА</b> .....	53
4.1 Охорона атмосферного повітря .....	53
4.2 Охорона водного середовища .....	54
4.3 Охорона земель, лісів, флори та фауни .....	54
4.4 Рекультивація землі на площадці бурової.....	55
4.5 Охорона надр .....	56
4.5.1 Охорона надр в процесі буріння свердловин.....	56
4.5.2 Охорона надр в процесі розробки родовища .....	57
4.6 Утилізація промстоків в процесі розробки родовища .....	58
Висновки за розділом .....	58
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	59
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ</b> .....	60
<b>ДОДАТКИ</b> .....	61

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Родовище розташоване у південно-західній частині Одеської області на території Татарбунарського району на відстані 25 км від м. Татарбунари. Продуктивний горизонт знаходиться на глибині 3100-3400 м і складений алевролітами, пісковиками, вапняками. Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації.

Тому проектування технології буріння розвідувальної свердловини на цьому родовищі є актуальною задачею, вирішення якої дозволить максимально ефективно проводити буріння свердловин.

**Мета роботи** – проектування технології буріння свердловини для продовження видобування вуглеводнів Жовтоярського нафтового родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації газових покладів та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку для виконання програми енергетичної незалежності України.

**Задачі роботи** – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Жовтоярського нафтового родовища; виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтувати конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтувати вибір породоруйнуючого інструменту, розробити технологія кріплення свердловини. Розробити питання охорони надр і довкілля.

# 1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

## 1.1 Загальні відомості про Жовтоярське нафтове родовище

Родовище розташоване у південно-західній частині Одеської області на території Татарбунарського району на відстані 25 км від м. Татарбунари (рис. 1.1). В 2020 р. внаслідок адміністративної реформи Татарбунарський район увійшов до складу Білгород-Дністровський району. В тектонічному відношенні воно приурочене до Тузлівської депресії Переддобрудзького прогину.

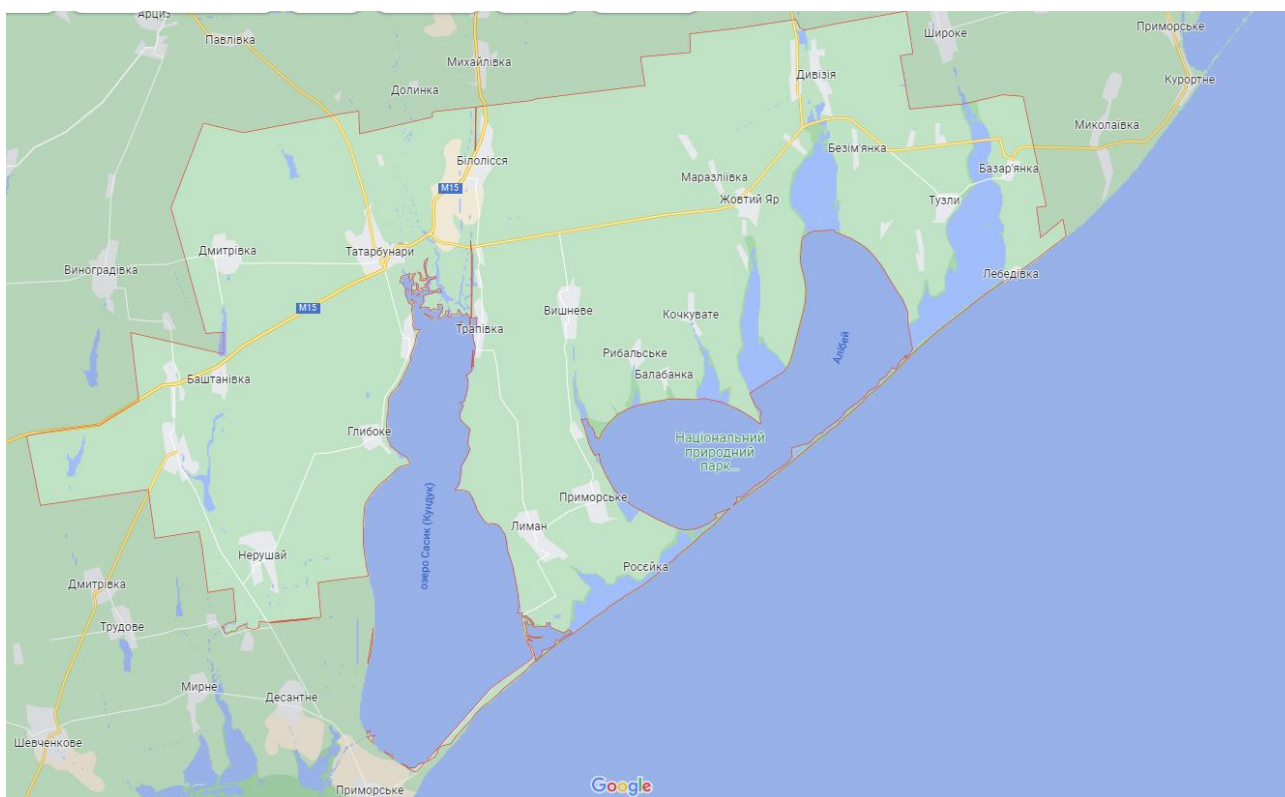


Рисунок 1.1 – Татарбунарський район

Через відсутність залізничного зв'язку Татарбунарського району з іншими районами та обласним центром його господарства обслуговують залізничні станції Саратського та Арцизького районів.

Районна мережа автошляхів становить 273,8 км, у тому числі: автошляхи державного значення – 9,4 км, обласного – 85,4 км, місцевого – 179 км.

Через відсутність залізничного зв'язку Татарбунарського району з іншими районами та обласним центром його господарства обслуговують залізничні станції Саратського та Арцизького районів.

Районна мережа автошляхів становить 273,8 км, у тому числі: автошляхи державного значення – 9,4 км, обласного – 85,4 км, місцевого – 179 км.

Район лежить у межах Причорноморської низовини. За характером рельєфу район являє собою рівнину з основним напрямком схилу – з півночі на південь. Територія являє собою водороздільне плато, яке перехрещується з півдня на північ долинами пересихаючих річок та балок (Дракуля, Нерушай, Казійська, Адиїса та ін.). Територією району протікають такі річки: Когильник, Кагач, Сарата, Алкалія, Хаджидер. Район має вихід до Чорного моря.

Розміщений у степовій зоні. Ґрунти – переважно південні чорноземи. Безморозний період – 210-215 діб. Річна кількість опадів в середньому – 350-390 мм.

Район характеризується помірно-континентальним кліматом з високими річними добовими температурами та малою кількістю опадів.

Централізовані каналізаційні та водопостачальні системи відсутні. Каналізація є на окремих локальних об'єктах. Локальні системи водопостачання мають 8 населених пунктів, користуючись із підземних джерел артезіанських свердловин (214 одиниць) та шахтних криниць.

Експлуатаційні можливості водоносних горизонтів вичерпані. В районі споживається 28 млн м<sup>3</sup> води за рік. Тому будується водогін Кілія-Татарбунари.

Система централізованого теплопостачання відсутня. Котельні (локальні) – 44 од., які обслуговують школи, дитсадки, заклади культури, оздоровчі заклади та житлові будинки.

Мережа газопостачання відсутня. Скрапленим газом забезпечуються усі населені пункти.

Енергопостачання району здійснюється Ізмаїльським підприємством електричних мереж.

## 1.2 Геологічна характеристика району робіт

На кінець XX століття в межах території Українського Причорномор'я було виявлено 39 родовищ природних вуглеводнів, із них 10 нафтових, 7 газоконденсатних і 22 газових. Десять родовищ знаходяться на шельфі Чорного та Азовського морів. Найбільша кількість родовищ – 20 (13 на суходолі і 7 на шельфі) зосереджено в межах Чорноморсько-Північно-Кримського нафтогазоносного району; 14 родовищ (13 на суходолі і 1 на шельфі) – у межах Індоло-Кубанської області. На теренах Переддобруджі виявлено 2 нафтових родовища, 2 газових родовища також відкрито в Центральноприазовському районі і 1 у межах Таврійського (рис. 1.2).

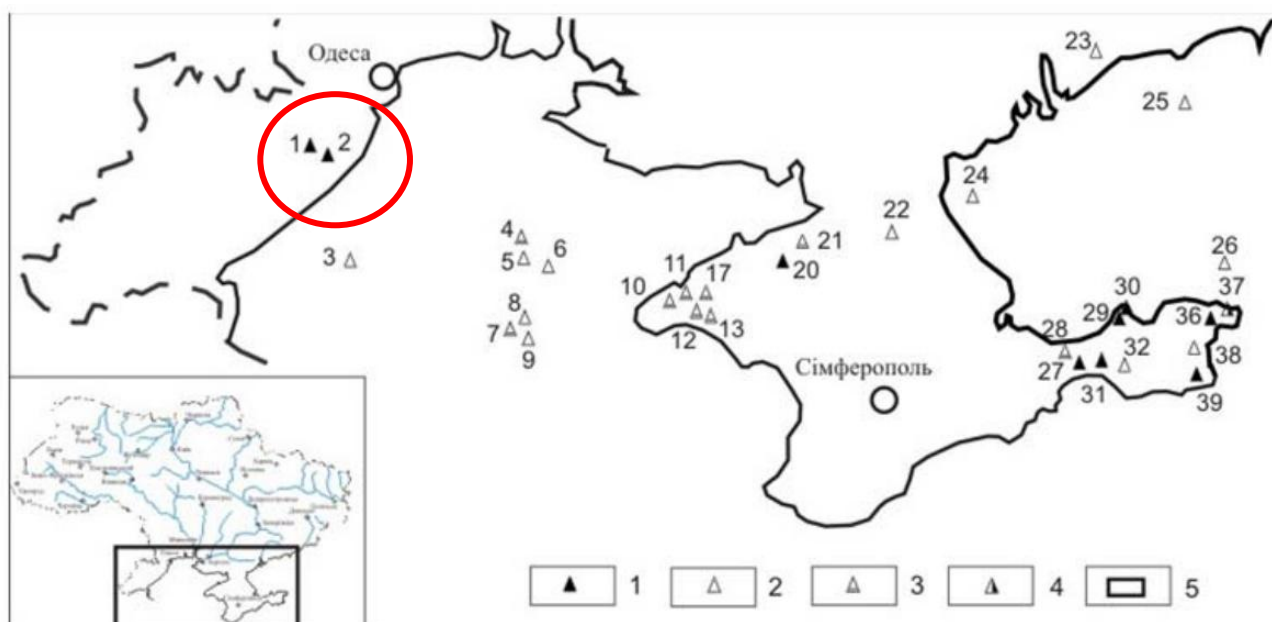


Рисунок 1.2 – Розташування родовищ нафтогазової сировини в межах українського Причорномор'я 1 – нафта; 2 – газ; 3 – газоконденсат; 4 – нафтогазові родовища; 5 – територія українського Причорномор'я на карті України.

Родовища: 1 – Східно-Саранське, 2 – Жовтоярське, 3 – Одеське, 4 – Голоцинське, 5 – південноГолоцинське, 6 – Шмідтівське, 7 – Штормове, 8 – Архангельське, 9 – Кримське, 10 – Оленівське, 11 – Чорноморське, 12 – Краснополянське, 13 – Західно-Октябрське, 14 – Октябрське, 15 – Кіровське, 16 – Глібівське, 17 – Карлавське, 18 – Ярилгацьке, 19 – Задорненське, 20 – Серебрянське, 21 – Тетянівське, 22 – Джанкойське, 23 – Приазовське, 24 – Стрілкове, 25 – Морське, 26 – Північно-Керченське, 27 – Владиславівське, 28 – Південнор-Сиваське, 29 – Семенівське, 30 – Актаське, 31 – Мошкаріфвське, 32 – Куйбишевське, 33 – Олексіївське, 34 – Поворотне, 35 – Фонтанівське, 36 – Войківське, 37 – Борзівське, 38 – Придорожне, 39 – Приозерне.



На території Причорномор'я встановлено 8 нафтогазоносних і перспективних породних комплексів: силурійсько-кам'яновугільний, пермсько-тріасовий, юрський, нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоцен-олігоценний, олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) і середньоміоценово-пліоценовий.

Силурійсько-кам'яновугільний комплекс є перспективним на виявлення промислових концентрацій природних вуглеводнів у межах Переддобруджа. З його породами пов'язані Східно-Саратське та Жовтоярське нафтові родовища з запасами 22,84 і 5,61 млн. т відповідно. Крім того даний комплекс є перспективним на територіях Білоліської, Розівської, Саратської, Сариярської і Ярославської структур, де виявлено припливи важкої нафти, а також у межах Жовтоярської структури, перспективної на промислові поклади горючого газу.

На шельфі Чорного моря даний комплекс порід бере участь у будові перспективних структур Медуза та Катран, де очікуються нафтові поклади на глибинах 3–5 км і газові – нижче 5 км.

Пермсько-тріасовий породний комплекс перспективний на виявлення промислових скупчень вуглеводнів у межах акваторії Чорного моря на захід від м. Одеса, тут найбільш перспективною є Безіменна структура.

Юрський комплекс перспективний на виявлення промислових концентрацій природних вуглеводнів у Переддобрузькому, Індоло-Кубанському і Північно-Азовському прогинах, центральній та південній частинах Карніккітсько-Північно-Кримського прогину, на північному сході Середньоприазовського підняття і в межах східного занурення складчастих структур Гірського Криму. На шельфі Чорного моря перспективними на пошуки нафти і газу є юрські відклади таких структур як Карбишева, Сундучна і Шатського.

Нижньокрейдовий нафтогазоносний комплекс потенційно перспективним є в межах Галицинської, Шмідтівської, Іллічівської, Каркінітської, Прадніпровської та Євпаторійської площ акваторії Чорного моря. На Азовському морі аналогічні утворення розкриті свердловиною в межах Стрілкової структури. У рівнинному Криму до утворень згаданого комплексу приурочені Західно-Октябрське і Тетянівське газоконденсатні та Октябрське нафтогазове родовища

із сумарними запасами 18,6 млн. т умовного палива. Крім того, прояви газу та конденсату, пов'язані з породами даного вікового комплексу, встановлені на Серебрянській, Північно-Серебрянській і Карлавській площах.

Верхньокрейдовий нафтогазоносний породний комплекс найбільш повно вивчений у північно-західних районах Криму, де розвідано два нафтових родовища – Серебрянське та Октябрське із сумарними запасами 9,0 млн. т умовного палива. Нафтогазові прояви виявлено також на Бакальській, Карлавській, Родниківській, Міжводненській площах та Керченському півострові (Мошкарівська, Куйбишевська, Фонтанівська, Північно-Вулканівська, Мар'ївська і Краснопольська площі). З утвореннями даного вікового комплексу пов'язано також газове родовище Шмідта в акваторії Чорного моря.

Пліоценово-еоценовий нафтогазоносний комплекс перспективний на виявлення промислових концентрацій вуглеводнів у Причорноморсько-Кримській, Азовсько-Березанській та Індоло-Кубанській нафтогазоносних областях.

Олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) нафтогазоносний породний комплекс є продуктивним у межах Карнікітсько-Північно-Кримського, Північно-Азовського та Індоло-Кубанського прогинів. З ним пов'язана низка покладів вуглеводнів у рівнинному Криму, на Керченському півострові, шельфах Чорного та Азовського морів.

Середньоміоценово-пліоценовий нафтогазоносний породний комплекс найкраще вивчений у північносхідних і східних районах Керченського півострова. З ним пов'язані незначні за запасами нафтові та нафтогазові поклади Керченського півострова, а також газові – у Північному Приазов'ї, Чорному та Азовському морях.

Жовтоярське підняття виявлене по утвореннях карбону у 1970 р. сейсморозвідкою МСГТ. У 1974 р. воно підготовлене до глибокого буріння на девонські відклади по горизонту ІХ у підшві середнього девону. В 1985 р. будова структури була уточнена по відбиваючих горизонтах у середньому і верхньому девоні. Перша пошукова свердловина пробурена в 1986- 1987 рр. у склепінній

частині структури. При випробуванні в пій верхньодевонських сульфатно-карбонатних відкладів випробувачем пластів па трубах отримано приплив нафти дебітом 0,24-0,50 м<sup>4</sup> добу. Тут же з порід ранньою і середньодевонського віку (інт. 3683-3798 м) короточасний приплив газу становив близько 250 тис. м/добу. При випробуванні в колоні нижньодевонських дрібнозернистих пісковиків (інт. 3774-3804 м) отримано газ з водою відповідно 5-18,5 тис. м<sup>3</sup> і 10-13 м<sup>3</sup> на добу. Спостерігався слабкий приплив конденсату (0,8 м<sup>4</sup> за 85 год.).

У 1988-1989 рр. пробурена друга пошукова свердловина. При випробуванні у ній верхньодевонських утворень отримано приплив нафти дебітом до 2,7 м<sup>3</sup>/добу за відновленням рівня від 1255 до 899 м. У 1990 р. пошукові роботи на площі тимчасово припинено. Всього пробурено 2 пошукові свердловини.

Родовище прийняте па Державний баланс у 1989 р.

Розріз Жовтоярського підняття складений осадовими породами верхнього протерозою, силуру, девону, нижнього карбону, пермо-тріасу, юри, крейди, палеогену, неогену і антропогену.

За матеріалами буріння та сейсмозв'ідки МСГТ структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання. По покрівлі продуктивної пачки Д-2 по замкнутій ізогіпсі -3200 м її розміри 5,5 x 2,7 км, висота близько 100 м. За даними сейсмозв'ідки прогнозується, що північне крило підняття ускладнене зоною тріщинуватості порід.

Продуктивною на родовищі є пачка Д.<sub>1</sub>-2, приурочена до середини франського ярусу верхнього девону. Вона розкрита свердловинами па глибинах 3141- 3234 м. Пачка представлена сульфатно-карбонатними породами з прошарками більш чистих різновидів органічно-детритових, доломітизованих вапняків. В останніх спостерігаються переривчасті короткі тріщинки шириною до 0,01 мм з ділянками роздувів, відкриті та заповнені бітумінозно-глинистою речовиною. Зустрічаються малопотужні проверстки різно-зернистих олігоміктових пісковиків. Загальна товщина продуктивної пачки 100-130 м, ефективна – 10-13 м. Колектори порово-тріщинного тину, представлені вапняками та доломітами.

Поклад нафти пластовий склепінний. Режим його водонапірний. Контур нафтоносності умовно проводиться па абсолютній глибині -3206 м.

Крім того, за матеріалами ГДС у розрізі девонської товщі виділено ще дві продуктивні пачки Д<sub>3</sub>-1 і Д<sub>3</sub>-3 аналогічного літологічного складу відповідно у покрівлі та підшві франського ярусу. При випробуванні випробувачем на трубах у свердловині 2 нижньої частини пачки Д<sub>3</sub>-1 (інт. 2826-2938 м) отримано слабкий приплив нафти. З пачки Д<sub>3</sub>-3, незважаючи на неодноразові солянокислотні обробки, пластових флюїдів не отримано.

Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації.

Д<sub>3</sub>-3 аналогічного літологічного складу відповідно у покрівлі та підшві франського ярусу. При випробуванні випробувачем на трубах у свердловині 2 нижньої частини пачки Д<sub>3</sub>-1 (інт. 2826-2938 м) отримано слабкий приплив нафти. З пачки Д<sub>3</sub>-3, незважаючи на неодноразові солянокислотні обробки, пластових флюїдів не отримано.

Родовище не завершене розвідкою і знаходиться в консервації.

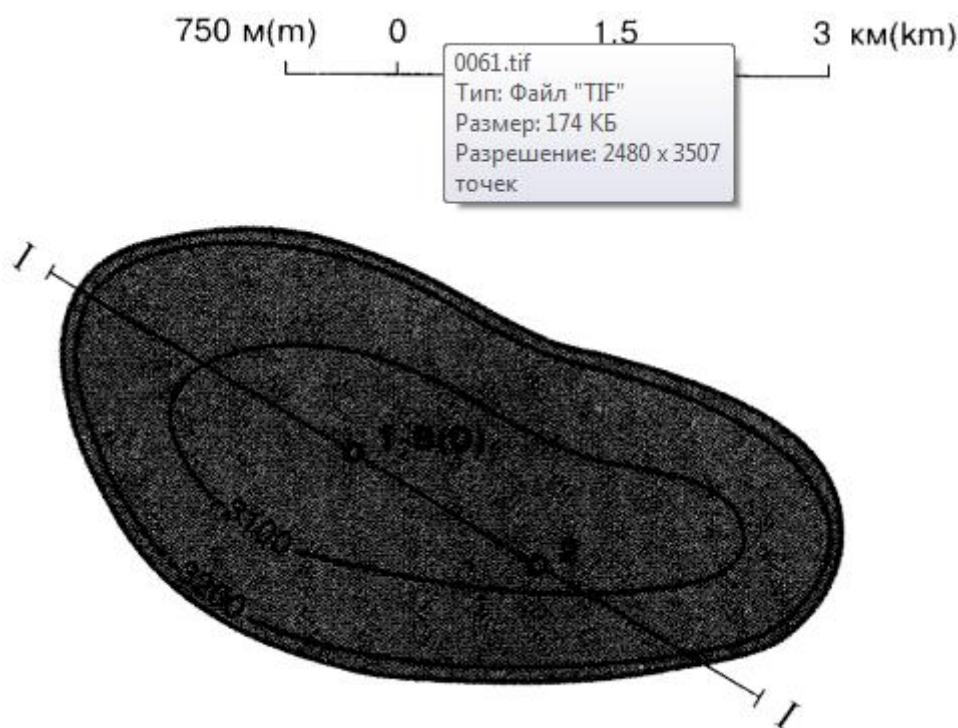


Рисунок 1.3 – Структурна карта продуктивної паски Д<sub>1</sub>-2 (франський ярус)

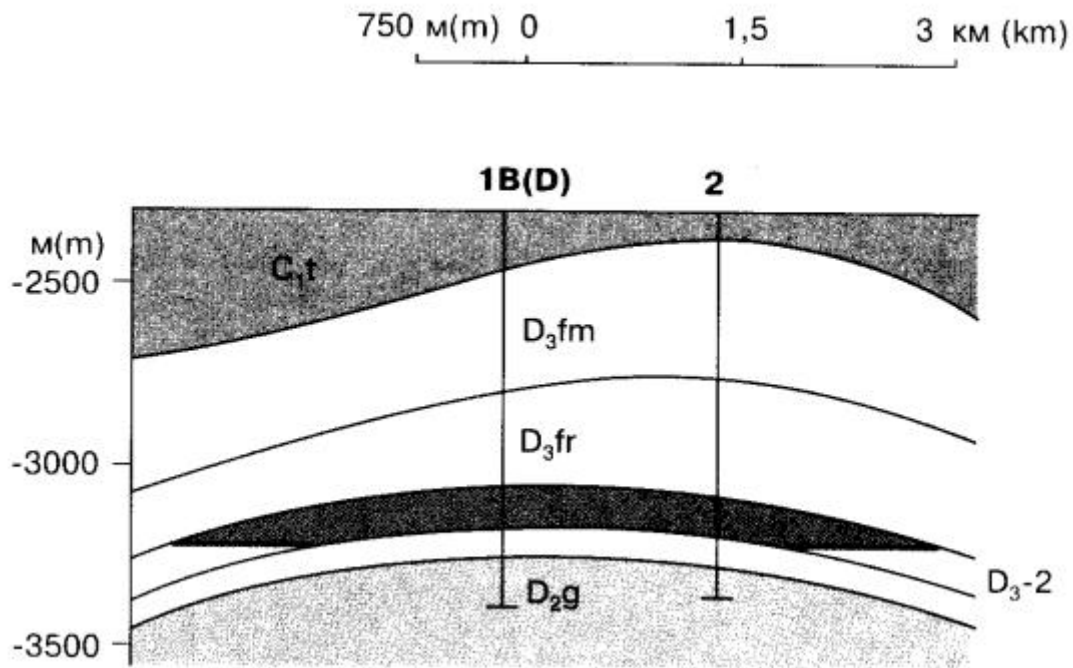


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз по лінії I-I

Таблиця 1.1 – Характеристика покладів нафти

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залегання покрівлі горизонту, м Bedding depth of the top of horizon, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покла- ду, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Прони- кність, 1·10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> , від/до Perme- ability, 1·10 <sup>-3</sup> mcm <sup>2</sup> , from/to	Тип коле- ктора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient	Пластовий тиск початковий Formation pressure initial		Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produc- tion, t/day	Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa	Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recovery coeffi- cient	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C <sub>1</sub> Initial recoverable reserves, cat. A+B+C <sub>1</sub>		Щіль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км <sup>2</sup> Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km <sup>2</sup>	Коефі- цієнт продук- тивності від/до -МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m <sup>3</sup> /day- MPa, from/to	Гдропр- відність, 1·10 <sup>-11</sup> м <sup>2</sup> /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, 1·10 <sup>-11</sup> m <sup>2</sup> /Pa·s, from/to
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir	ефек- тивна, від/до effecti- ve, from/to	підра- хунко- ва rated	від/до from/to				підра- хунко- вий rated	вели- чина, МПа value, MPa					глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m	нафти, тис. т oil, th. t			
D <sub>3</sub>	D <sub>3</sub> -2	3100	-3206	138	Пласт. склеп. Form. arch.	Водо- напір. Wat. drive	100	10	8	0,08	0,10	< 0,01	Карб. тріщ.- пор. Carb. fiss.- por.	0,80	33,0	3107	351	2,3	0,15	500	—	86,8			

### 1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови буріння свердловин наведені в табл. 1.2

Таблиця 1.2 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал залягань, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Гradient тисків, МПа/м		Очікувані ускладнення
		З твердості	З абразивності	Пластовий	Гідророзриву	
0-350	Пісок, глина	I	I	0,0102	0,0136	Обвали
350-830	Глина, мергель, крейда	III	II	0,0108	0,0158	Поглинання
830-2500	Пісковик, аргіліт, вапняк	III	IV	0,0120	0,0164	Обвали
2500-2800	Алевроліт, ангідрит, аргіліт	IV	IV	0,0116	0,0150	Обвали
2800-3100	Алеврит, пісковик, аргіліт	V	V	0,0118	0,0160	Поглинання
3100-3400	Алевроліт, пісковик, вапняк	VI	V	0,0143	0,0190	Нафтопроявлення

В інтервалі 0-350 м залягають пісок і глина. Породи мають I категорію з буримості і I групу з абразивності.

Gradient пластового тиску – 0,0102 МПа/м, гідророзриву – 0,0136 МПа/м. У цьому інтервалі можливі обвали гірських порід.

В інтервалі 350-830 м залягають глина, мергель, крейда. Породи мають III категорію з буримості та II групу з абразивності.

Gradient пластового тиску – 0,0108 МПа/м, гідророзриву – 0,0158 МПа/м. У цьому інтервалі можливе поглинання.

В інтервалі 830-2500 м залягають пісковик, аргіліт, вапняк. Породи мають III категорію з буримості та IV групу з абразивності.

Градiєнт пластового тиску – 0,0120 МПа/м, гiдророзриву – 0,0164 МПа/м.

У цьому iнтервалi можливе обвали гiрських порiд.

В iнтервалi 2500-2800 м залягають алевролiт, ангiдрит, аргiлiт. Породи мають IV категорiю з буримостi i IV групу з абразивностi.

Градiєнт пластового тиску – 0,0116 МПа/м, гiдророзриву – 0,0150 МПа/м.

У цьому iнтервалi можливе обвали гiрських порiд.

В iнтервалi 2800-3100 м залягають алеврит, пiсковик, аргiлiт. Породи мають V категорiю з буримостi i V групу з абразивностi.

Градiєнт пластового тиску – 0,0118 МПа/м, гiдророзриву – 0,0160 МПа/м.

У цьому iнтервалi можливе поглинання.

Продуктивний горизонт знаходиться на глибинi 3100-3400 м i складений алевролiтами, пiсковиками, вапняками. Породи мають VI категорiю з буримостi та V групу з абразивностi.

Градiєнт пластового тиску – 0,0143 МПа/м, гiдророзриву – 0,0190 МПа/м.

### **Висновки за роздiлом**

1. Наведенi загальнi вiдомостi про Жовтоярське нафтове родовище.
2. Розглянута геологiчна будова родовища.
3. Проаналiзованi гiрничо-геологiчнi умови бурiння свердловин. Продуктивний горизонт знаходиться на глибинi 3100-3400 м i складений алевролiтами, пiсковиками, вапняками.

## 2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будемо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. Суміщений графік тисків і конструкція свердловини наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Суміщений графік тисків і конструкція свердловини

Глибина, м	Ускладнення	Градієнт тисків, МПа/м		Градієнт тиску, МПа/м											Конструкція свердловини	Густина бурового розчину, кг/м <sup>3</sup>		
		Пластовий	Гідророзриву	0,0100	0,0110	0,0120	0,0130	0,0140	0,0150	0,0160	0,0170	0,0180	0,0190					
350	Обвали	0,0102	0,0136														406/4 2953/245 2159/178 151/127	1230
830	Погли- нання	0,0108	0,0158														20 м	
2500	Обвали	0,0120	0,0164														830 м	
2800	Обвали	0,0116	0,0150															1280
3100	Погли- нання	0,0118	0,0160															
3400	Нафто- прояви	0,0143	0,0190														3100 м 3400 м	1530

1. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону визначають за формулою

$$D_{\text{д}}^{\text{е}} = D_{\text{м}} + 2\delta$$



де  $D_m$  – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб, для колони діаметром 127 мм, діаметр муфти складає 140 мм;  $\delta$  – величина зазору між муфтою і стінками свердловини, для колони діаметром 127 мм, рекомендована величина зазору складає 5 мм.

$$D_d^e = 140 + 2 \cdot 5 = 150 \text{ мм}$$

Відповідно до державного стандарту на шарошкові долота, приймаємо

$$D_d^e = 151 \text{ мм}$$

2. Визначаємо внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром попередньої колони і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто

$$D_b = D_d + (6 \div 8)$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$D_b = 151 + 7 = 158 \text{ мм}$$

Відповідно до стандарту встановлюємо зовнішній і внутрішній діаметри технічної колони і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

$$D_3 = 177,8 \text{ мм}; D_b = 161,6 \text{ мм}; D_m = 193,7 \text{ мм};$$

3. Діаметр долота для буріння під проміжну колону визначаємо за формулою

$$D_d^e = D_m + 2\delta = 193,7 + 2 \cdot 10 = 213,7 \text{ мм}$$

Відповідно до державного стандарту на шарошкові долота, приймаємо

$$D_d^e = 215,9 \text{ мм}$$

4. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром кондуктора і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто

$$D_b = D_d + (6 \div 8)$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$D_b = 215,9 + 7 = 222,9 \text{ мм}$$

Відповідно до стандарту зовнішній і внутрішній діаметри кондуктора і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

$$D_3 = 244,5 \text{ мм}; D_B = 224,4 \text{ мм}; D_M = 273 \text{ мм};$$

5. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_d^e = 273 + 2 \cdot 10 = 293 \text{ мм}$$

Відповідно до державного стандарту на шарошкові долота, приймаємо

$$D_d^k = 295,3 \text{ мм}$$

6. Діаметр напрямку вибирають таким, щоб різниця між його зовнішнім діаметром і діаметром долота для буріння під кондуктор була 50-100 мм.

Тоді

$$D_3 = 295,3 + 50 = 345,3 \text{ мм.}$$

Відповідно до стандарту діаметр напрямку приймаємо :

$$D_3 = 406,4 \text{ мм.}$$

Результати розрахунків подані в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри конструкції свердловини

Глибина, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм
20	406,4	-
830	244,5	295,3
3100	177,8	215,9
3400	127	151

## 2.2 Вибір способу буріння

Для даної свердловини приймаємо роторний спосіб буріння.

Роторний спосіб буріння свердловин має ряд переваг перед іншими методами:

- Висока продуктивність
- Має високу швидкість виконання робіт.
- За рахунок застосування різноманітних змінних частот може застосовуватися на ґрунтах різної складності.

- Дає можливість буріння глибоких свердловин.

Крім того, при бурінні свердловини в даних гірничо-геологічних умовах можуть виникати прихвати бурильної колони через обвали гірських порід. Використання роторного способу буріння дозволяє запобігти прихвату, так як бурильна колона знаходиться в постійному русі.

### 2.3 Вибір породоруйнуючого інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

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

Результати вибору наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Долота для буріння свердловини

Інтервал глибин, м	Типорозмір долота
0-830	Ш295,3МС-ГВ
830-3100	Ш215,9СЗ-ГН
3100-3400	Ш151,0Т-ЦВ

В інтервалі 0-830 м залягають породи I і III категорій з твердості, I-II групи з абразивності. В таких породах рекомендовано використання шарошкових доліт типу М. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю існують тільки долота типу МС цього діаметру. Тому остаточно обираємо тришарошкове долото Ш295,3МС-ГВ.

В інтервалі 830-3100 м залягають породи III-V категорій з твердості, IV-V групи з абразивності. В таких породах рекомендовано використання шарошкових доліт типу СЗ. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю обираємо тришарошкове долото Ш215,9СЗ-ГН.

В інтервалі 3100-3400 м залягають породи VI категорії з твердості, V групи з абразивності. В таких породах рекомендовано використання шарошкових

доліт типу Т. У відповідності до номенклатури доліт, що випускаються промисловістю обираємо тришарошкове долото П151,0Т-ЦВ.

## 2.4 Вибір бурильної колони

### Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб

Діаметр ОБТ визначаємо враховуючи діаметр долота, щоб витримувалися такі співвідношення

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 - 0,85 \text{ при } D_{\text{д}} \leq 295,3 \text{ мм};$$

$$\frac{d_{\text{бт}}}{D_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80,$$

де  $d_{\text{ОБТ}}$ ,  $D_{\text{д}}$ ,  $d_{\text{бт}}$ , – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Підставляючи чисельні значення отримаємо:

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{151} = 0,75 - 0,85, \text{ або } d_{\text{ОБТ}} = (0,75 - 0,85) \cdot 151 \approx 121 \text{ мм};$$

У відповідності до ДСТ обираємо обважнені бурильні труби ОБТ-120,6 з внутрішнім діаметром 63,5 мм. Маса 1 м таких труб складає 63,5 кг.

Тоді діаметр бурильної колони дорівнює

$$d_{\text{бт}} = (0,75 - 0,85) \cdot d_{\text{ОБТ}} = (0,75 - 0,80) \cdot 120,6 \approx 93,5 \text{ мм}$$

У відповідності до ДСТ на бурильні труби обираємо труби – ТБНК-89

Для їх з'єднання використовуються замки – ЗШК-118. Він має внутрішній діаметр 62 мм.

### Вибір КНБК

Компоновку низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотні калібратори, одна або дві ОБТ (збалансовані, квадратні чи спіральні) максимально можливого діаметра, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметра .

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають як

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K_{\text{СД-G}}}{q_{\text{ОБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{ПР}}}{\rho_{\text{М}}}\right)},$$

де  $K$  – коефіцієнт резерву,  $K=1,20-1,25$ ;  $C_d$  – осьове навантаження, Н;  $\rho_{пр}$  – густина промивальної рідини,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_m$  – щільність металу,  $\text{кг/м}^3$ ;  $q_{обт}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $G$  – вага вибійного двигуна, Н.

$$l_{обт} = \frac{1,25 \cdot 120000}{635 \cdot \left(1 - \frac{1530}{7850}\right)} = 293,4 \text{ м,}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки. Тоді остаточно приймаємо  $l_{обт} = 300$  м.

Над ОБТ рекомендується розміщувати наддолотний комплект бурильних труб. Для цього переважно вибирають труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250-300 м. (ТБНК-89×11Д).

### Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається із 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.

**Для першої секції беремо труби із сталі марки Д, товщина стінки 9 мм.**

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_p - k(G_{убт} + G_{нк} + G) \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right) - (P_d + P_t) F_k}{k q_{бт} \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m}\right)}$$

де  $Q_p$  – навантаження, яке розтягує, що допускається, для труб нижньої секції, Н;  $k$  – коефіцієнт враховуючий вплив тертя (приймається 1,15);  $G_{убт}$  – вага обважнених бурильних труб, Н;  $G_{убт}$  – вага наддолотного комплексу, Н;  $G$  – вага вибійного двигуна і долота, Н;  $P_d$ ,  $P_t$  – перепад тиску на долоті і турбобурі, Па;  $F_k$  – площа прохідного каналу труби;  $q_{бт}$  – вага 1 м бурильної колони, Н.

У свою чергу

$$Q_p = \frac{\sigma_{тр} F_{тр}}{n}$$

де  $\sigma_{\text{тр}}$  – межа текучості матеріалу труб, Па;  $F_{\text{тр}}$  – площа перетину труб,  $\text{м}^2$ ;  $n$  – запас міцності, приймається рівним 1,3.

Площа перетину труб дорівнює

$$F_{\text{тр1}} = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_{\text{вн1}}^2)$$

Тоді підставляючи значення, отримуємо

$$F_{\text{тр1}} = \frac{3,14}{4} (0,089^2 - 0,071^2) = 0,0023 \text{ м}^2$$

Тоді

$$Q_{\text{р1}} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,0023}{1,3} = 660849 \text{ Н}$$

Довжина першої секції дорівнює

$$l_1 = \frac{660849 - 1,15(300 \cdot 635 + 300 \cdot 212 + 0) \left(1 - \frac{1530}{7850}\right) - (13 \cdot 10^6 + 0) \cdot 0,785 \cdot 0,071^2}{1,15 \cdot 178 \cdot \left(1 - \frac{1530}{7850}\right)} = 2270 \text{ м}$$

Приймаємо кратно довжині свічі  $l_1 = 2250 \text{ м}$ .

**Для другої секції беремо труби із сталі марки Д, товщина стінки 11 мм.**

Для багатосекційної колони довжина першої (знизу) секції уже визначена вище, а довжина другої секції

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р2}} - Q_{\text{р1}}}{Kq_{\text{бт2}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де  $Q_{\text{р1}}$  і  $Q_{\text{р2}}$  – припустимі навантаження, що розтягують, для труб першої і другої секції, Н;  $q_{\text{бт2}}$  – вага 1 м труб другої секції, Н.

У свою чергу

$$Q_{\text{р}} = \frac{\sigma_{\text{тр}} F_{\text{тр}}}{n},$$

Площа перетину труб дорівнює

$$F_{\text{тр2}} = \frac{\pi}{4} (d_3^2 - d_{\text{вн2}}^2) = \frac{3,14}{4} (0,089^2 - 0,067^2) = 0,0027 \text{ м}^2$$

Тоді

$$Q_{p2} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,0027}{1,3} = 787512 \text{ Н}$$

Тоді довжина другої секції дорівнює

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{Kq_{6T2} \left(1 - \frac{\rho_{пп}}{\rho_m}\right)} = \frac{787512 - 660849}{1,15 \cdot 212 \cdot \left(1 - \frac{1530}{7850}\right)} = 645 \text{ м.}$$

Оскільки сумарна довжина бурильної колони перевищила глибину свердловини, то довжина труб другої секції буде дорівнювати

$$l_2 = L - l_{OBT} - l_{HK} - l_1 = 3400 - 300 - 300 - 2250 = 550 \text{ м.}$$

Зведемо розрахунки у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції знизу угору			
	OBT	HK	1	2
Зовнішній діаметр труб, мм	120,6	89	89	89
Товщина стінки, мм	63,5	11	9	11
Група міцності матеріалу труб	Д	Д	Д	Д
Довжина секції, м	300	300	2250	550
Вага 1 м, кН/м	0,635	0,212	0,178	0,212
Вага всієї секції, кН	190,5	63,6	400,5	116,6
Загальна вага, кН	771,2			

## 2.5 Вибір режиму буріння

### Ш151,0Т-ЦВ

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

Навантаження на долото можна визначити двома способами виходячи із об'ємного руйнування гірської породи

а) за питомим навантаженням

$$C_d = c_n D_d$$

де  $c_n$  – питоме навантаження на 1 м діаметра, Н/м;  $D_d$  – діаметр долота, м.

$$C_d = 13 \cdot 10^5 \cdot 0,151 = 196300 \text{ Н}$$

б) за твердістю порід і площею контакту

$$C_d = k_{\pi} r_{\pi} F_k$$

де  $k_{\pi}$  – коефіцієнт, який враховує властивості гірських порід ( $k_{\pi} = 0,7-0,8$  для пористих порід (пісковики, тріщинуваті вапняки, алеврити) та  $k_{\pi} = 1,0-1,2$  – для суцільних порід);  $r_{\pi}$  – твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;  $F_k$  – площа контакту зубів долота з породою, м<sup>2</sup>.

$$C_d = 0,75 \cdot 1750 \cdot 10^6 \cdot 170 \cdot 10^{-6} = 223125 \text{ Н}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота [ $C_d$ ]

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота Ш151,0Т-ЦВ допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить [ $C_d$ ] = 120000 Н.

Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом Ш151,0Т-ЦВ становитиме

$$C_d = 120000 \text{ Н}$$

2. Частота обертання долота.

Для шарошкових доліт частоту обертання визначають за формулою

$$n_d = \frac{d_{\pi}}{t_{\min} \cdot D_d \cdot Z},$$

де  $n_d$  – частота обертання долота, с<sup>-1</sup>;  $d_{\pi}$  – діаметр шарошки, м;  $t_{\min}$  – мінімально необхідний час контакту зуба долота з породою,  $t_{\min} = (3-8) \cdot 10^{-3}$  с;  $Z$  – максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки.

$$n_d = \frac{0,085}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,151 \cdot 20} = 3,5 \text{ об/с} = 210 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 210 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) із умови очищення вибою від вибуреної 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  $1 \text{ м}^2$  вибою ( $q_0=0,35-0,5$  – при роторному та електробурінні;  $q_0=0,5-0,7$  – при бурінні гідравлічними вибійними двигунами);  $F_{\text{виб}}$  – площа вибою свердловини,  $\text{м}^2$ ;

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,151^2 = 0,0072 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}},$$

де  $V_{\text{min}}$  – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі (у скельних породах приймають  $V_{\text{min}}=0,7-1,0 \text{ м/с}$ ; в м'яких  $V_{\text{min}}=1,0-1,4 \text{ м/с}$ ; при бурінні долотами великого діаметру  $V_{\text{min}}=0,3-0,5 \text{ м/с}$ ).

$$F_{\text{кп}} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_T^2)$$

$$D_c = D_d \cdot k = 0,151 \cdot 1,2 = 0,181 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} (0,181^2 - 0,089^2) = 0,0156 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, остаточно приймаємо витрату промивальної рідини 16 л/с.

### III215,9СЗ-ГН

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

а) за питомим навантаженням

$$C_d = 7 \cdot 10^5 \cdot 0,2159 = 151130 \text{ Н}$$

б) за твердістю порід і площею контакту

$$C_d = 0,75 \cdot 1250 \cdot 10^6 \cdot 190 \cdot 10^{-6} = 178125 \text{ Н}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота  $[C_d]$

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота III215,9СЗ-ГН допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить  $[C_d] = 250000 \text{ Н}$ .

Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом ПІ215,9С3-ГН становитиме

$$C_d = 178000 \text{ Н}$$

2. Частота обертання долота.

Визначаємо частоту обертання для шарошкових доліт

$$n_d = \frac{0,120}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 18} = 3,86 \text{ об/с} = 232 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 3,86 = 230 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,2159^2 = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$D_c = D_d \cdot k = 0,2159 \cdot 1,2 = 0,259 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} (0,259^2 - 0,127^2) = 0,0320 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, остаточно приймаємо витрату промивальної рідини 32 л/с.

### ПІ295,3МС-ГВ

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

а) за питомим навантаженням

$$C_d = 3 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 88590 \text{ Н}$$

б) за твердістю порід і площею контакту

$$C_d = 0,75 \cdot 375 \cdot 10^6 \cdot 305 \cdot 10^{-6} = 85781 \text{ Н}$$

Розраховане осьове навантаження на долото не повинно перевищувати допустиме (паспортне) для даного типорозміру долота  $[C_d]$

$$C_d \leq [C_d].$$

Для долота ПІ295,3МС-ГВ допустиме (паспортне) осьове навантаження на долото становить  $[C_d] = 400000 \text{ Н}$ .

Таким чином, остаточно осьове навантаження для буріння долотом ШІ295,3МС-ГВ становитиме

$$C_d = 89000 \text{ Н}$$

2. Частота обертання долота.

$$n_d = \frac{0,155}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 4,37 \text{ об/с} = 262 \text{ об/хв.}$$

Остаточно приймаємо

$$n_d = 4,37 = 260 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини.

а) із умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,2953^2 = 0,0274 \text{ м}^3/\text{с.}$$

б) із умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$D_c = D_d \cdot k = 0,2953 \cdot 1,2 = 0,354 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 0,8 \cdot \frac{\pi}{4} (0,354^2 - 0,1397^2) = 0,0660 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким чином, приймаємо витрату промивальної рідини 66 л/с.

Враховуючи технічну характеристику бурового насосу (а їх на установці знаходиться 2 штуки) витрату промивальної рідини приймаємо 77,4 л/с

Параметри режиму буріння наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму буріння

Долото	Параметри режиму буріння		
	Осьове навантаження $C_d$ , Н	Частота обертання $n$ , хв <sup>-1</sup>	Витрата промивальної рідини $Q$ , л/с
ШІ295,3МС-ГВ	89000	260	77,4
ШІ215,9СЗ-ГН	178000	230	32
ШІ151,0Т-ЦВ	120000	210	16

## 2.6 Промивання свердловини

### Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини визначається 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 свердловини для якого визначається  $\rho_{\text{пр}}$ , Па;  $g$  – прискорення земного тяжіння,  $\text{м/с}^2$ ;  $H$  – глибина підшви інтервалу свердловини, м;  $\alpha$  – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим.

В інтервалі 0-1030 метрів, значення нормативного коефіцієнта  $\alpha = 1,12$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 0,0108 \cdot 10^6 \cdot 830}{9,81 \cdot 830} = 1233 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1230 \text{ кг/м}^3$ .

В інтервалі 830-3100 метрів, значення нормативного коефіцієнта  $\alpha = 1,05$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0120 \cdot 10^6 \cdot 2500}{9,81 \cdot 2500} = 1284 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1280 \text{ кг/м}^3$ .

В інтервалі 3100-3400 метрів, значення нормативного коефіцієнта  $\alpha = 1,05$

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0143 \cdot 10^6 \cdot 3400}{9,81 \cdot 3400} = 1530,6 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1530 \text{ кг/м}^3$ .

### Гідравлічний розрахунок

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}},$$

де  $P$  – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;  $P_{\text{т}}$  – втрати тиску в бурильних трубах, Па;  $P_{\text{кп}}$  – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;  $P_{\text{з}}$  – втрати тиску в замках і муфтах, Па;  $P_{\text{ОБТ}}$  – втрати тиску в ОБТ, Па;  $P_{\text{кпОБТ}}$  – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;  $P_{\text{обв}}$  –

втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;  $P_d$  – втрати тиску в долоті, Па.

#### Для бурильних труб

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

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

де  $\rho_{пр}$  – густина промивальної рідини,  $кг/м^3$ ;  $V$  – швидкість руху промивальної рідини,  $м/с$ ;  $d_{г}$  – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби  $d_v$  або різниці діаметрів  $d_{г} = D_c - d_3$  для кільцевого простору,  $м$ ;  $D_c$  – діаметр свердловини,  $м$ ;  $d_3$  – зовнішній діаметр бурильної колони,  $м$ ;  $\eta_{пр}$  – динамічна в'язкість промивальної рідини,  $Па \cdot с$

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58},$$

де  $He$  – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_{г}^2}{\eta_{пр}^2},$$

де  $\tau_0$  – динамічне напруження зсуву,  $Па$ .

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

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

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

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

де  $F$  – площа поперечного перерізу,  $м^2$

для труб  $F = \frac{\pi}{4} d_B^2$ ; для кільцевого простору  $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$ .

1. Для руху промивальної рідини всередині бурильних труб.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 0,022 = 0,0285 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, дорівнює внутрішньому діаметру труби  $d_{\text{в}} = 71 \text{ мм}$ .

Площа поперечного перерізу,  $\text{м}^2$

$$\text{для труб } F = \frac{3,14}{4} 0,071^2 = 0,00396 \text{ м}^2;$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,00396} = 4,04 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1530 \cdot 4,04 \cdot 0,071}{0,0285} = 15399$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 7 = 6,0.$$

Критерій Хелстрема;

$$He = \frac{1530 \cdot 6 \cdot 0,071^2}{0,0285^2} = 57060$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 57060^{0,58} = 6288$$

Оскільки

$$Re > Re_{\text{кр}}$$

$$15399 > 6288$$

то режим руху турбулентний.

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

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

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_T = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_T} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25};$$

де  $\Delta$  – шорсткість труб ( $\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$  м – для стінок всередині труб).

Підставляючи значення, отримаємо

$$\lambda_T = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,071} + \frac{110}{15399} \right) = 0,034$$

Отже

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_T} l = 0,034 \cdot \frac{4,04^2}{2} \cdot \frac{1530}{0,071} \cdot 3100 = 18500000 \text{ Па} = 18,5 \text{ МПа.}$$

Довжина бурильної колони

$$l_{\text{бк}} = L_c - l_{\text{обт}} = 3400 - 300 = 3100 \text{ м.}$$

2. Для руху промивальної рідини всередині обважнених бурильних труб.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 0,022 = 0,0285 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Площа поперечного перерізу,  $\text{м}^2$

$$\text{для труб } F = \frac{3,14}{4} 0,0635^2 = 0,00317 \text{ м}^2$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,00317} = 5,0 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{1530 \cdot 5,0 \cdot 0,0635}{0,0285} = 17045$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 7 = 6,0.$$

Критерій Хелстрема;

$$\text{He} = \frac{1530 \cdot 6 \cdot 0,0632^2}{0,0285^2} = 45143$$

Критичне число Рейнольдса

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 45143^{0,58} = 5755$$

Оскільки

$$\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$$

$$17045 > 5755$$

то режим руху турбулентний.

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

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

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору  
для труб

$$\lambda_{\Gamma} = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_{\Gamma}} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25};$$

де  $\Delta$  – шорсткість труб ( $\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$  м – для стінок всередині труб);

Підставляючи значення, отримаємо

$$\lambda_{\Gamma} = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0635} + \frac{110}{17045} \right)^{0,25} = 0,034.$$

Отже

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\Gamma}} l = 0,034 \cdot \frac{5,0^2}{2} \cdot \frac{1530}{0,0635} \cdot 300 = 3100000 \text{ Па} = 3,1 \text{ МПа}.$$

3. Для руху промивальної рідини в кільцевому просторі між бурильними трубами і стінками свердловини.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 0,022 = 0,0285 \text{ Па}\cdot\text{с}$$



Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, внутрішньому діаметру труби  $d_v$  або різниці діаметрів  $d_r = D_c - d_3$  простору  $d_r = 161,6 - 89 = 72,6$  мм.

Площа поперечного перерізу,  $m^2$

$$\text{для кільцевого простору } F = \frac{3,14}{4} (0,1616^2 - 0,089^2) = 0,0143 \text{ м}^2;$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,0143} = 1,12 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1530 \cdot 1,12 \cdot 0,0726}{0,0285} = 4366$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 7 = 6,0.$$

Критерій Хелстрема;

$$He = \frac{1530 \cdot 6 \cdot 0,0726^2}{0,0285^2} = 59570$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 59570^{0,58} = 6393$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр}$$

$$4366 < 6393$$

то режим руху рідини в цьому інтервалі ламінарний.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в кільцевому просторі визначають за такими формулою:

$$P_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)},$$

де  $l$  – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра  $d_v$ ,  $d_3$ ,  $D_c$ ;

$\beta_{\text{кп}}$  – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком попередньо знайшовши параметр Сен-Венана  $Sen$  для кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пр}} V}$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$Sen = \frac{6 \cdot 0,0726}{0,0285 \cdot 1,12} = 13,64.$$

Тоді, з графіку залежності коефіцієнту  $\beta$  від параметру Сен-Венана  $\beta_{\text{кп}} = 0,45$

Підставляючи значення, отримаємо

$$p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}}(D_c - d_3)} = \frac{4 \cdot 6 \cdot 3100}{0,45 \cdot (0,1616 - 0,089)} = 2300000 \text{ Па} = 2,3 \text{ МПа}.$$

4. Для руху промивальної рідини в кільцевому просторі між обважненими бурильними трубами і стінками свердловини.

Визначимо динамічну в'язкість промивальної рідини

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 0,022 = 0,0285 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

Гідравлічний діаметр, для ділянки всередині бурильних труб, внутрішньому діаметру труби  $d_b$  або різниці діаметрів  $d_r = D_c - d_3$  простору  $d_r = 151 \cdot 1,2 - 120,6 = 181,2 - 120,6 = 60,6 \text{ мм}$ .

Площа поперечного перерізу свердловини,  $\text{м}^2$

$$\text{для кільцевого простору } F = \frac{3,14}{4} (0,1812^2 - 0,1206^2) = 0,0144 \text{ м}^2;$$

Швидкість руху промивальної рідини

$$V = \frac{0,016}{0,0144} = 1,11 \text{ м/с}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{1530 \cdot 1,11 \cdot 0,0606}{0,0285} = 3626$$

Динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1530 - 7 = 6,0.$$

Критерій Хелстрема;

$$He = \frac{1530 \cdot 6 \cdot 0,0606^2}{0,0285^2} = 41505$$

Критичне число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58} = 2100 + 7,3 \cdot 41505^{0,58} = 5582$$

Оскільки

$$Re < Re_{кр} \\ 3626 < 5582$$

то режим руху рідини в цьому інтервалі ламінарний.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в кільцевому просторі визначають за такими формулою:

$$P_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп}(D_c - d_3)},$$

де  $l$  – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра  $d_b$ ,  $d_3$ ,  $D_c$ ;

$\beta_{кп}$  – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком попередньо знайшовши параметр Сен-Венана  $Sen$  для кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{пр} V}.$$

Підставляючи значення, отримаємо

$$Sen = \frac{6 \cdot 0,0606}{0,0285 \cdot 1,11} = 11,45.$$

Тоді, з графіку залежності коефіцієнту  $\beta$  від параметру Сен-Венана  $\beta_{кп} = 0,40$ .

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп}(D_c - d_3)} = \frac{4 \cdot 6 \cdot 300}{0,40 \cdot (0,1812 - 0,1206)} = 3000000 \text{ Па} = 3,0 \text{ МПа}.$$

5. Утрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;  $V$  – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвуженій частині кільцевого простору, м/с;  $i$  – кількість замків.

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

де  $k_{\text{пк}} = 2$  – дослідний коефіцієнт, який урахує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;  $F$  – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м<sup>2</sup>;  $F_{\text{пк}}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м<sup>2</sup>.

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

де  $l$  – довжина бурильних труб однакового діаметра;  $l_T$  – довжина однієї труби.

Коефіцієнт місцевого опору в трубах дорівнює

$$\xi_T = 2 \left( \frac{0,785 \cdot 0,071^2}{0,785 \cdot 0,062^2} - 1 \right) = 0,62.$$

Коефіцієнт місцевого опору в затрубному просторі дорівнює

$$\xi_{\text{кп}} = 2 \left( \frac{0,785 \cdot (0,1616^2 - 0,089^2)}{0,785 \cdot (0,1616^2 - 0,118^2)} - 1 \right) = 0,98.$$

Кількість замків дорівнює

$$i = \frac{l}{l_T} = \frac{3100}{25} = 124 \text{ шт.}$$

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,062 \cdot 1530 \frac{4,04^2}{2} 124 + 0,098 \cdot 1530 \frac{1,12^2}{2} 124 = 1100000 \text{ Па} = 1,1 \text{ МПа.}$$

6. Втрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де  $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$  – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангі, вертлюзі, та ведучій трубі.

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_{\text{обв}} = (0,4 + 0,3 + 0,3 + 0,4) \cdot 10^5 \cdot 1530 \cdot 0,016^2 = 50000 \text{ Па} = 0,05 \text{ МПа}.$$

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

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

де  $P_d$  – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;  $b_p = 0,75-0,8$  – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинен бути, згідно правил ведення бурових робіт, менший за паспортний на 20-25 %;  $P_n$  – тиск, який розвиває насос, Па, приймаємо буровий насос 3PN-2500 фірми Upretom, він розвиває максимальний тиск 70 МПа, максимальна продуктивність 38,7 л/с;  $\sum P_i$  – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

Підставляючи значення, отримаємо

$$P_d = 0,75 \cdot 70 - 18,5 - 3,1 - 2,3 - 3,0 - 1,1 - 0,05 = 24,45 \text{ МПа}.$$

Оскільки розрахункове значення перевищують критичне  $P_{\text{кр}}$ , то приймамо  $P_d = 13 \text{ МПа}$ .

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

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

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

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати, значення якого становить 0,95

$$V_d = 0,95 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1530}} = 124 \text{ м/с}$$

Оскільки  $V_d \geq 80$  м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Сумарна площа насадок гідромоніторного долота:

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,016}{124} = 0,00013 \text{ м}^2 = 1,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Діаметр насадок гідромоніторного долота:

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot f_d}{\pi n}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,3 \cdot 10^{-4}}{\pi \cdot 3}} = 0,0074 \text{ м} = 7,4 \text{ мм.}$$

Отже, обираємо насадки гідромоніторного долота діаметром  $d_n = 7,4$  мм.

### 2,7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

Буровий станок вибирається за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної чи обсадної колони в повітрі.

Для визначення найбільшої ваги колони складається порівняльна таблиця.

Таблиця 2.6 – Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колонна
Довжина колони, м	3400	3100	3400
Вага 1 м, Н	-	291	191
Вага колони, Н	771200	902100	649400

Отже, вага найбільш важкої колони  $Q = 902100 \text{ Н} = 902,1 \text{ кН}$ .

Виходячи з найбільш важкої бурильної колони, глибини буріння обираємо буровий станок Honghua ZJ70DBS.

Таблиця 2.7 – Технічна характеристика бурового станка Honghua ZJ70DBS

Глибина буріння, м	4000-6000
Гранично допустиме навантаження на гак, кН	4500
Потужність лебідки, кВт	1470
Бурові насоси, к.с.	2x1600
Кількість передач	4 вперед, 2 реверсні; 6 вперед, 2 реверсних
Висота основи, м	9
Оснащення талевого блоку	6×7 пряме
Висота вежі, м	45
Головні дизельні генератори, кВт	4x810 або 4x1200
Допоміжні генератори, кВт	3x400
Гранична маса бурильної колони, кН	2200

Вибір талевого каната і талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k},$$

де  $T$  – кількість роликів талевого блоку;  $Q_{\Gamma}$  – статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;  $P_k$  – розривне навантаження для талевого каната, який вибрано;  $K_1$  – запас міцності талевого каната на розрив ( $K_1=4$ ).

Обираємо талевий канат діаметром 25 мм, маркувальна група 1568. Вага 1000 м такого канату 2450 кг, а розривне зусилля 349 кН.

Тоді підставляючи чисельні значення, отримаємо

$$T = \frac{4 \cdot 902100}{2 \cdot 349000} = 5,2 \text{ шт.}$$

Таким чином приймаємо для кінцевої глибини оснастки 6×7 м.

Виберемо проти викидне обладнання.

Для цього визначимо максимальний пластовий тиску у свердловині.

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{пл}} H$$

де  $\rho_{\text{пл}}$  – градієнт пластового тиску, МПа/м;  $H$  – кінцева глибина свердловини, м.

Тоді підставляючи чисельні значення, отримаємо

$$P_{\text{пл}} = 0,0143 \cdot 3400 = 48,6 \text{ МПа.}$$

Тоді для герметизації устя свердловини приймаємо превентор ППГ-350×70. Він ущільнює труби 60-273 мм, робочий тиск 70 МПа

### **Висновки за розділом**

1. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Було прийнято рішення про встановлення однієї проміжної і однієї експлуатаційної колони.
2. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.
3. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.
4. Обґрунтована густина промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.
5. В роботі було обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини, зокрема бурова установка, буровий насос, талевий канат, противикидне обладнання.



## 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 3.1 Облаштування родовищ нафти та газу

Під терміном облаштування родовищ нафти та газу слід розуміти комплекс проектних, вишукувальних, будівельних і будівельно-монтажних робіт, які необхідно провести для введення родовища з промислового (дослідно-промислового) розробку.

Цей комплекс включає види робіт і об'єкти будівництва, які визначаються ДГСТУ 320.00013741.017-2002.

Вимоги до облаштування родовищ нафти та газу поширюють на нове будівництво, розширення, реконструкцію та технічне переоснащення об'єктів на діючих (облаштованих) родовищах.

До облаштування родовищ нафти і газу відносять:

- облаштування устя свердловин;
- внутрішньопромисловий збір, транспортування та облік продукції свердловин;
- технологічної підготовки нафти, газу, конденсату та пластової води;
- заводнення нафтових пластів;
- об'єкти для методів збільшення нафтогазоконденсатовилучення;
- установки підготовки і нагнітання робочих агентів в пласти;
- електропостачання і зв'язок;
- комплексна автоматизація виробничих процесів;
- промислового водопостачання;

До комплексу облаштування також відносять:

- бази виробничого обслуговування для нафтогазовидобувних підприємств (організацій); автомобільні дороги (внутрішньопромислові і під'їзні до свердловин);
- об'єкти для зовнішнього транспорту нафти, газу і конденсату
- очисні споруди.

Комплекс облаштування морських родовищ нафти і газу включає:

- платформи (блок-кондуктора) для устьового обладнання свердловин при надводному («сухому») облаштуванні;
- підводне устьове обладнання свердловин, підводні шлейфи та маніфольди при підводному («мокрому») облаштуванні;
- технологічні платформи і судна;
- житлові блоки;
- інші види допоміжних платформ.

Технологічний комплекс облаштування родовища повинен і забезпечити раціональне використання енергії пласта, герметизований збір, промислове підготовляння, облік та транспортування продукції свердловин, замір дебіту нафти і газу для кожної свердловини, комплексну автоматизацію технологічних процесів, охорону навколишнього природного середовища.

Облаштування устя свердловини, що призначено для їх експлуатації, проведення ремонтів і обслуговування, включає будівництво викидних ліній (шлейфів) від свердловини до замірної установки, газопроводів для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводів для подачі на устя свердловини інгібіторів гідрато- або солеутворення, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (ГРП), обладнання для підготовки газліфтного газу і стискування газу при компресорному газліфті (КС), будівництво групових (індивідуальних) замірних установок для заміру продукції свердловини.

Облаштування устя свердловин передбачає монтаж і обв'язку наземного обладнання свердловин в залежності від способу їх експлуатації, площадку для обслуговування наземного обладнання і проведення підземних і капітальних ремонтів свердловин.

Обв'язку устя свердловини виконують на підставі схеми затвердженої надрокористувачем і погоджують з Держгірпромнаглядом.

Устьове обладнання свердловин, режим роботи яких регулюється устьовими штуцерами (фонтанних, газліфтних), як правило, обв'язують шлейфами з

двома маніфольдами (робочим і запасним) для заміни штуцера без зупинки свердловини.

За умов одночасно-роздільної експлуатації однією свердловиною двох пластів (об'єктів) для роздільного заміру продукції свердловини для кожного пласта, на усті свердловин встановлюють індивідуальні дебітоміри або прокладають окремі шлейфи від свердловини до групової замірної установки.

Для запобігання і боротьби з можливими ускладненнями під час експлуатації видобувних свердловин і викидних ліній вони повинні бути обладнані відповідними пристроями для проведення робіт з очищення від парафіну, відкладення гідратів, підключення промивальних і нагрівальних агрегатів.

Комплекс внутрішньопромислового збору, транспортування та обліку продукції свердловин включає викидні лінії (шлейфи), від свердловини до замірної установки, газогідропроводи для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводи для подачі на устя свердловини інгібіторів гідрато- або солетворення, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (ГРП), групові (індивідуальні) замірні установки для заміру продукції свердловини, нафтогазозбірні трубопроводи від замірних установок, дотискувальні насосні станції та інше устаткування та комунікації, що необхідні для забезпечення технологічних процесів, що передбачені проектом на облаштування свердловин та/або родовища.

Шлейфи від свердловин до замірних установок повинні розраховуватись на проектний дебіт свердловини по рідині (газу) і максимальний статичний тиск на усті свердловини.

Групова замірна установка повинна забезпечувати відділення та індивідуальний замір продукції (нафти, газу, конденсату та води) кожної свердловини окремо.

Кількість видобувних свердловин, що підключаються до однієї групової замірної установки, визначають у технологічному проектному документі у залежності від розміру родовища (покладу), числа свердловин та їх розташування.

Установки попередньої і комплексної підготовки продукції свердловин (УППН, УППГ, УКПН, УКПГ) повинні забезпечити підготовку нафти, газу і конденсату до кондицій (норм), встановлених нормативними документами (ДСТУ, ГСТУ) на нафту і газ, що подається споживачам,

Підготовка пластової води для її подальшого використання під час ППТ, а також утилізація шламів має відповідати встановленим нормам

Система збору та заміру продукції свердловин повинна бути герметизованою та забезпечувати раціональне використання енергії пласта при дотриманні вимог охорони навколишнього природного середовища.

За наявності в продукції свердловин агресивних компонентів ( $H_2S$ ,  $CO_2$  та ін.) передбачають застосування обладнання в антикорозійному виконанні або заходи захисту від корозії (інгібітори, спеціальні покриття тощо).

Технологічний комплекс облаштування родовища повинен і забезпечувати раціональне використання енергії пласта, герметизований збір, підготовленим, облік та транспортування продукції свердловин, замір дебіту нафти і газу для кожної свердловини, комплексну автоматизацію технологічних процесів, охорону навколишнього природного середовища.

На морських родовищ основними об'єктами облаштування є технологічні платформи та технологічні судна. які умовно класифікуються, у залежності від конструкції основи, на:

- стаціонарні;
- гнучкі башти;
- з розтягнутими опорами;
- напівзанурені;
- буй-платформи.

Стаціонарні платформи будуються на бетонній (гравійній) або металевій основі, опори стаціонарної платформи спираються на морське дно. На опорах розташовуються декілька палуб з буровою вишкою, обладнанням для буріння, видобутку та підготовки нафти та газу, житлові блоки для обслуговуючого персоналу і таке інше.

Платформи з розтягнутими опорами стаціонарно швартуються до дна моря за допомогою попередньо натягнутих металевих або композиційних прив'язей. Група прив'язей називається ногою платформи.

Платформи-буї – це закріплений вертикальний плаваючий циліндр, значне заглиблення якого робить платформу більш стійкою, спрощує її стабілізацію практично без активного регулювання баласту.

Технологічні судна, на відміну від звичайних технологічних платформ, оснащені маршевим силовим устаткуванням і відповідною системою керування, мають мобільність, близьку до звичайних суден та можливість переміщуватись поверхнею моря самостійно.

Під час вибору принципу облаштування свердловин на морських родовищах перевага повинна віддаватися сухому облаштуванню, незалежно від типу технологічної платформи.

Для сателітних родовищ, у більшості випадків, може бути використано підводне облаштування з забезпеченням виведення продукції на технологічну платформу основного родовища.

При підводному облаштуванні свердловин під гирлом свердловини колонна головка з підвішеними в ній обсадними трубами. У цьому випадку на дні моря установлюють і цементують плиту зі слотами, по одному на кожен свердловину, а зв'язок між буровою і устям свердловини здійснюють райзерами, до якого кріпляться викидні лінії підводних превенторів та інші комунікації.

При підводному облаштуванні свердловин передбачають комплекс обладнання для контролю за експлуатацією свердловин.

### **3.2 Типи та конструкція свердловин**

Типи свердловин і їх призначення обґрунтовуються в:

- проектах геологорозвідувальних робіт;
- технологічних схемах (проектах) дослідно-промислової та промислової розробки родовища, а також аналізах і уточненнях проектів розробки нафтового чи газового родовищ (покладу);

- індивідуальних чи групових робочих проектах на споруджування свердловин.

Усі етапи робіт, пов'язані з споруджування м свердловини, повинні виконуватись у повній відповідності з вимогами робочого проекту і кошторису з обов'язковою маркшейдерською прив'язкою точок розміщення устя свердловини і відповідності їх вибоїв згідно із запроектованими рішеннями.

З метою одержання даних, необхідних для підрахунку запасів вуглеводнів і складання проектних технологічних документів на розробку родовищ нафти і газу, в період буріння параметричних, пошукових, розвідувальних і окремих експлуатаційних (видобувних) свердловин в інтервалах залягання продуктивних пластів ведеться відбір керну. Перелік таких свердловин, інтервали і об'єми відбору керну визначаються проектами розвідки і технологічними проектними документами з розробки родовищ (покладів) нафти і газу. Роботи з відбору керна обов'язково передбачаються в проектно-кошторисній документації на споруджування свердловин.

Вибір експлуатаційних свердловин, у яких під час буріння повинен відбиратися керн, здійснюється розробником технологічної схеми (проекту), геологічною і технологічною службою оператора з розробки родовища.

Конструкція експлуатаційних свердловин повинна забезпечувати:

- можливість реалізації запроектованих способів і режимів експлуатації свердловин, створення максимально допустимих депресій і репресій на пласт, які прогнозуються на всіх стадіях розробки родовища;
- можливість здійснення одночасно-роздільного видобування нафти з декількох експлуатаційних об'єктів в одній свердловині (якщо це передбачено проектом розробки);
- умови для проведення в свердловинах протягом всього періоду їх експлуатації всіх видів ремонтних і дослідних робіт;
- можливість проведення робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів хімічним або фізико-хімічним методом;

- можливість проходження внутрішньосвердловинного обладнання і ремонтного інструменту в експлуатаційній колоні вертикальних, похило-спрямованих і горизонтальних свердловин;
- якісне цементування обсадних колон і ізоляцію продуктивних горизонтів з використанням сучасної оснастки обсадних колон;
- додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища.

Конструкція експлуатаційної колони (хвостовиків) повинна забезпечувати можливість установки пакерів і інших пристроїв, клапанів-відсікачів і т. ін., якщо це передбачено проектом.

Конструкція свердловин, що планується експлуатувати газліфтним способом, повинна задовольняти вимогам, які ставляться до конструкцій газових свердловин.

Конструкції нагнітальних свердловин для нагнітання води, в тому числі гарячої, пари, газу або інших реагентів, а також конструкції водозабірних свердловин повинні задовольняти особливим вимогам, що мають бути обґрунтовані в проектах на їх споруджування.

Конструкція свердловин на морських родовищах повинна враховувати:

- особливості геологічного розрізу, який, як правило, складається з більш молодих гірських порід, у яких градієнти порового тиску і гідророзриву мають невелику різницю;
- необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини і виносу пробуреної породи в умовах наявності товщі морської води;
- підводне розташування (у більшості випадків) устя свердловини та його обладнання (конструкція верхньої частини свердловини визначається типом платформи із якої ведеться буріння, глибиною води, місцем розташування противикидного обладнання);
- підвищену вірогідність проявів газу на малих глибинах;
- тривалі простой, пов'язані з відмовою обладнання.

### **3.3 Розкриття продуктивних пластів бурінням та кріплення свердловин**

Основною вимогою, яка пред'являється до розкриття продуктивного пласта під час буріння (первинне розкриття), є забезпечення максимально можливого збереження природного стану присвердловинної зони, уникнення її забруднення і руйнування.

Проектно-кошторисна документація на споруджування свердловин повинна мати спеціальний розділ з розкриття продуктивних пластів.

Параметри розчину промивальної рідини, технологічні параметри та режим буріння в інтервалі продуктивного пласта повинні забезпечувати якісне розкриття продуктивного об'єкта.

Тип і параметри розчину промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта повинні бути обґрунтовані в проекті на споруджування свердловин згідно з особливостями геологічної будови, колекторськими і фільтраційними характеристиками пластів з урахуванням мети і методів досліджень, які проводяться в процесі буріння. Для якісного розкриття продуктивного об'єкта необхідно використовувати спеціальні розчини, що забезпечують максимальне збереження природної проникності і насиченості колектора, можливість виконання необхідного комплексу геофізичних досліджень

На родовищах з пластовим тиском нижче гідростатичного первинне розкриття пластів повинно переважно проводитись на рівновазі або депресії.

Контроль за якістю розкриття продуктивних пластів здійснюється відповідними службами бурових і нафтогазовидобувних підприємств.

У період буріння і після розкриття продуктивних горизонтів виконується комплекс геофізичних досліджень свердловини, який передбачено робочою документацією на споруджування свердловини. Цей комплекс робіт визначається нафтогазовидобувним підприємством на підставі проектної технологічної документації на розробку родовища, погоджується з буровою організацією-підрядником робіт і геофізичною організацією, яка виконуватиме вказані дослідження.



Роботи з цементування обсадних колон повинні здійснюватись спеціалізованими підрозділами або організаціями на замовлення бурової організації.

Роботи з цементування повинні забезпечити:

- підняття цементного розчину на проектну висоту;
- надійну ізоляцію нафтових, газових і водяних горизонтів між собою, яка б виключала циркуляцію флюїдів (нафти, газу і води) у за колонному просторі;
- високу ступінь надійності цементного каменю за обсадними трубами, його стійкість до агресивних пластових рідин, механічних і температурних навантажень;
- забезпечення запроектованих депресій і репресій на продуктивні пласти;
- додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища, запобігання проникнення цементного розчину в продуктивні пласти.

Якість цементування обсадних колон обов'язково повинна визначатись відповідними геофізичними методами.

Роботи з цементування обсадних колон закінчуються обов'язковим випробуванням колон на герметичність, які виконуються згідно з чинними нормативами і інструкціями.

Під час буріння свердловин на морі повинно бути забезпечено умови для:

- прийому, зберігання і перевалку вантажів;
- надання сервісних послуг і ремонт технічних засобів;
- загрузки і бункеровка плавзасобів матеріально-технічними ресурсами;
- відстою плавзасобів у міжрейсовий і міжсезонний періоди, а також їх стоянка у ремонті;
- утилізації виробничих відходів.

### 3.4 Розкриття продуктивних пластів перфорацією

Розкриття продуктивних пластів перфорацією (вторинне розкриття) повинно відбуватись згідно із затвердженим планом на проведення перфораційних робіт.

Надрокористувач має право залучати до проведення перфорації спеціалізовані організації, які мають ліцензію на виконання таких робіт, видану відповідно до Закону України «Про ліцензування певних видів діяльності» від 01.06.2000 № 1575-III. Дозвіл на проведення робіт підвищеної небезпеки виданий з Держгірпромнаглядом.

Інтервали перфорації продуктивних пластів визначають за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин.

Способи перфорації та порядок проведення робіт визначаються чинними інструкціями з вибухових робіт у свердловинах та Єдиними правилами безпеки при вибухових роботах, затвердженими Держгірпромнаглядом 25.03.1992 зі змінами (далі – НПАОП 0.00-1.17-92)

Спосіб, тип і щільність перфорації та технологія її проведення повинно вибиратись з урахуванням геолого-промислової характеристики об'єктів, забезпечувати найбільш повну гідрогазодинамічну досконалість привибійної зони свердловини та не призводити до порушення обсадних труб і цементного кільця за межею інтервалу перфорації, що може спричинити перетоки рідини і газу між горизонтами.

Вторинне розкриття пластів перфорацією здійснюється на рівновазі або депресії, за умови виконання вимог протифонтанної безпеки.

Перед проведенням перфораційних робіт стовбур свердловини (навпроти продуктивного пласта) заповнюють спеціальною рідиною перфорації, забезпечуючи максимальне збереження природної проникності та нафтогазонасиченості колекторів, виключаючи можливість нафтогазопроявлень і не викликає складності під час освоєння свердловини (виклику припливу рідини і газу).

Перед початком перфораційних робіт перевіряють працездатність противикидного устаткування (ПВУ), рівень промивальної рідини у свердловині, її

параметри та відповідність стану устя свердловини вимогам правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

З метою уточнення фактичного інтервалу перфорації здійснюються контроль геофізичними методами.

### **3.5 Освоєння свердловин**

Комплекс робіт з освоєння свердловин, у т.ч. роботи з відновлення і підвищення продуктивності пласта, необхідні для їх реалізації, технічні засоби та матеріали, передбачають в проектах на споруджування свердловин.

Освоєння свердловини здійснюють згідно з планом, що складено оператором з розробки та буровим підприємств та затверджується ними.

У плані робіт на освоєння свердловини визначають відповідальну особу в залежності від того, яка організація здійснює освоєння свердловини (бурове або нафтогазовидобувне підприємство).

У планах з освоєння свердловин визначають умови, що забезпечують збереження цілісності скелета пласта у присвердловинній зоні і цементного каменю за експлуатаційною колоною, а також заходи, які б запобігали:

- деформації експлуатаційної колони;
- прориву пластових вод і газу із газової шапки;
- відкритому фонтануванню;
- утворенню вибухової суміші;
- зменшенню проникності привибійної зони;
- забрудненню навколишнього природного середовища.

Перед освоєнням свердловини виконують обв'язку устя необхідним технологічним обладнанням, що узгоджують з нафтогазовидобувним підприємством і опресовують на заданий тиск.

Типову схему обв'язки устя свердловини перед освоєнням погоджують з воєнізованою аварійно-рятувальною (газорятувальною) службою для запобігання виникнення та ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів та з Держгірпромнаглядом.

Освоєння свердловин з аномально високим пластовим тиском, в продукції яких міститься значна кількість  $H_2S$  і  $CO_2$ , здійснюють за індивідуальним планом та за дозволом воєнізованою аварійно-рятувальною (газорятувальною) службою для запобігання виникнення та ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів після обв'язки устя згідно з чинними вимогами і правилами.

Освоєння закінчених бурінням свердловин виконують методами, що передбачено в технологічних регламентах, затверджених для гірничо-геологічних умов кожного родовища (покладу).

З метою одержання інформації, необхідної для підрахунку запасів вуглеводнів і проектування розробки родовища, в період освоєння свердловини здійснюють комплекс досліджень продуктивного горизонту, обсяг яких визначається геологічною службою та службою розробки родовищ нафтогазовидобувного підприємства згідно з технологічним проектним документом і робочим проектом на споруджування свердловини.

Свердловина вважається освоєною, якщо в підсумку проведених робіт визначена продуктивність пласта і одержано приплив флюїду, який характерний для інтервалу, що випробовується. У іншому випадку складають та затверджують план подальших робіт.

Продуктивність свердловини може бути відновлено та підвищено за допомогою ущільнюючої перфорації або внаслідок проведення робіт з інтенсифікації. Способи проведення цих операцій у залежності від геолого-фізичних властивостей покладу, здійснюють у відповідності з керівними документами.

Вибір способу експлуатації, підбір і установа внутрішньосвердловинного обладнання, а також подальші роботи з підвищення продуктивності та досягнення проектної приймальності свердловин здійснює оператор з розробки відповідно до технологічних проектних документів на розробку, особливостей геологічної будови покладу та поточного стану розробки родовища.

Споруджування свердловини вважають завершеним після виконання усіх робіт, що робочим проектом на споруджування та планом освоєння свердловини.

### **Висновки за розділом**

1. В роботі були обґрунтовані заходи з охорони праці при облаштуванні родовищ нафти та газу.
2. Наведені вимоги охорони праці, які впливають на конструкцію свердловин.
3. Проаналізовані заходи техніки безпеки при виконанні робіт з первинного і вторинного розкриття продуктивних пластів та кріплення свердловин.
4. Наведені вимоги охорони праці при освоєнні свердловин.

## 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

В процесі буріння, дослідження та експлуатації свердловин на Жовтоярському родовищі слід проводити заходи за охороною надр та запобіганню або істотній ліквідації забруднення навколишнього середовища.

### 4.1 Охорона атмосферного повітря

Основною продукцією при розробці газоконденсатних покладів є природний газ, газовий конденсат та попутна промислова вода (ППВ).

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин і розробці родовища може відбуватися при:

- роботі двигунів внутрішнього згорання (в їх викидах присутні такі шкідливі речовини як окис азоту – NO, двоокис азоту – NO<sub>2</sub>, окис сірки – SO<sub>4</sub>, окис вуглеця – CO, сажа) і котельних;
- випробуваннях і дослідженнях свердловин;
- продувках свердловин і газопроводів (шлейфів) в атмосферу;
- витоку газу через нещільності технологічного обладнання на УКПГ і свердловинах;
- аварійних викидах газу в атмосферу.

Випробування та дослідження свердловин в процесі їх експлуатації повинні здійснюватися тільки в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску газу в атмосферу).

З метою запобігання можливих викидів видобувної продукції через негерметичне обладнання і наземні комунікації, а також в процесі буріння, необхідно здійснювати систематичний візуальний контроль. Буріння свердловин здійснювати на електроенергії. В свердловинах з міжколонними або заколонними газопроявами необхідно передбачити проведення дебітометрії та термометрії у комплексі з радіоактивним каротажем з метою виявлення місцезнаходження негерметичності обсадних колон.

## 4.2 Охорона водного середовища

Охорону горизонтів з прісними водами від забруднення при їх розкритті передбачено забезпечити за рахунок застосування екологічно нешкідливих бурових розчинів. Після розкриття горизонти з прісними водами перекриваються кондуктором до глибини 830 м з наступним цементуванням до устя.

Грунтові води приурочені до прошарків пісків та суглинків антропогенових відкладів і залягають на глибинах 3-5÷10-15 м, а на схилах балок та ярів виходять на поверхню і утворюють джерела. Взагалі ґрунтові води не великі і використовуються місцевим населенням для пиття та господарсько-побутових потреб.

Для здійснення контролю за станом водного середовища в межах родовища і для оцінки впливу на поверхневі та ґрунтові води виробничої діяльності, пов'язаної з бурінням розвідувальних та експлуатаційних свердловин і розробкою газоконденсатних покладів, на території родовища і поблизу за його межами повинні бути створені пункти спостереження. Ці пункти потрібно розташовувати з урахуванням місцевої гідрографічної сітки, як на площі родовища, так і за його межами.

Дані спостереження на цій сітці повинні служити матеріалами для оцінки забруднення вод і ґрунтів в зоні діяльності газовидобувного підприємства.

Відповідальність за охорону водного середовища від забруднення промисловими та побутовими відходами, за додержання зон санітарної охорони водозаборів несе газовидобувне підприємство.

## 4.3 Охорона земель, лісів, флори та фауни

Збереження родючого шару ґрунту від забруднення в процесі буріння свердловин повинно бути забезпечено шляхом зняття і складування його в кагати в межах площі бурової.

За узгодженням з місцевими органами Держкомприроди і враховуючи досвід проведення бурових робіт родючий шар повинен зніматись на всій площадці бурової на глибину 0,5-0,7 м.

Для запобігання руйнування родючого ґрунту від атмосферного впливу необхідно передбачити посів трави на всій території кагатів.

За наявною на Жовтятьорському родовищі герметизованою схемою збору та сепарації продукції головне забруднення земель може відбуватись при витіканні та аварійних розливах.

В зв'язку з цим, необхідно дотримуватись регламенту технічної експлуатації системи збору:

- експлуатація свердловин повинна проводитись при облаштуванні їх устя арматурою, яка запобігає можливості безконтрольного викиду і відкритого фонтанування;
- в групових замірних установках повинна бути передбачена автоматична блокування свердловин у випадку аварійного стану колекторів.

З метою збереження лісу буріння свердловин в лісних масивах і поблизу них, а також другі роботи, які можуть привести до їх знищення, не рекомендуються.

#### **4.4 Рекультивация землі на площадці бурової**

Рекультивация землі на площадці бурової є заключним етапом будівництва свердловини і включає два етапи: технічний і біологічний.

В об'ємі технічної рекультивация необхідно передбачити наступні заходи:

- очистку території від бетону, сміття, сторонніх предметів і забрудненого ґрунту;
- нейтралізацію останнього об'єму відпрацьованого бурового розчину, води, ПММ і нафти;
- затвердження і поховання відпрацьованого бурового розчину;
- засипання земляних амбарів ґрунтом;



- планування площадці бурової (передбачити розпушування ґрунту в місцях, де він міцно ущільнений);
- укладення і планування родючого шару ґрунту;
- розпушування ґрунту на глибину 0,5 м;
- рекультивацію на площадках, які займані тимчасовими дорогами.

Біологічний етап рекультивації виконується в об'ємі, який передбачений землекористувачем і включає наступні основні види робіт:

- оранку і дискування землі;
- застосування органічних і мінеральних добрив;
- посів трав, прикачування посівів важкими котками;
- культивацію.

## **4.5 Охорона надр**

Охорона надр газових, газоконденсатних родовищ – головна умова раціональної розвідки та розробки і заключається в запобіганні втрати газу, конденсату та пластової енергії, а також попутних корисних копалин.

Вона повинна передбачати систему заходів, спрямованих на повне видобування і раціональне використання корисних копалин, запобігання забруднення надр, а також здійснення контролю за їх охороною.

### **4.5.1 Охорона надр в процесі буріння свердловин**

В процесі буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин необхідно забезпечити:

- надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів. Це досягається шляхом спуску і цементування обсадних колон;
- надійну герметичність обсадних колон і цементного каменя як за колоною, так і в башмаку експлуатаційної колони, випробуванням обса-

дних колон на герметичність шляхом опресування або пониження рівня і проведенням комплексу досліджень за якістю цементування;

- запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини і обвалів в процесі проводки свердловини.

При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей.

Попередження обвалів порід в стовбурі свердловини досягається шляхом застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водо-віддачею і забезпеченням достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються.

#### **4.5.2 Охорона надр в процесі розробки родовища**

Охорона надр в процесі розробки газових, газоконденсатних покладів передбачає систему мір, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

Досвід розробки газоконденсатних покладів свідчить, що головними ускладненнями в процесі експлуатації родовища є:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в ПЗС;
- утворення пісково-глинистих та глинисто-соляних пробок;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть привести до значних втрат газу та аварійних ситуацій.

Заходи по профілактиці та боротьбі з ускладненнями, які можуть виникнути в процесі розробки родовища, повинні передбачати:

- комплекс робіт по контролю за обводненням продуктивних горизонтів;
- застосування поверхнево-активних речовин для видалення рідини з привибійної зони свердловини;

- проведення ізоляційних робіт по обмеженню або ліквідуванню припливу води;
- застосування механічних методів виносу рідини.

#### **4.6 Утилізація промстоків в процесі розробки родовища**

Аналіз попутних промислових вод у процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ дозволяє зробити висновки, що формування промислових стоків виникає за рахунок конденсаційних та пластових вод, які видобуваються в процесі експлуатації свердловин, зливових стоків і інших водяних відходів промислового виробництва.

В цій групі промислових стоків тільки пластові води мають високу мінералізацію, яка досягає 300 г/л і зміст солей в промислових стоках залежить від питомого об'єму пластової води в загальному об'ємі промстоків.

На цей час попутно-промислові води (ППВ), що відокремлюються в сепараторах I, II ступені, продуваються на дегазатор (Д-2), а далі автоматично продуваються на ємність (Е-1), після чого самовпливом надходять в ємність промислових зливів (ЄПЗ). В подальшому ППВ з ЄПЗ автоцистернами вивозяться на утилізацію у спеціально відведені свердловини для нагнітання в пласт.

#### **Висновки за розділом**

1. Розглянуті питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.
2. Описані заходи щодо рекультивація землі на буровій площадці.
3. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.
4. Наведені заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

## ВИСНОВКИ

1. Наведені загальні відомості про Жовтоярське нафтове родовище.

2. Розглянута геологічна будова родовища.

3. Проаналізовані гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

4. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини.

Було прийнято рішення про встановлення однієї проміжної і однієї експлуатаційної колони.

5. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.

6. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.

7. Обґрунтована густина промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.

8. В роботі було обрано бурове обладнання, необхідне для буріння свердловини, зокрема бурова установка, буровий насос, талевий канат, противикидне обладнання.

9. В роботі були обґрунтовані заходи з охорони праці при облаштуванні родовищ нафти та газу.

10. Наведені вимоги охорони праці, які впливають на конструкцію свердловин.

11. Проаналізовані заходи техніки безпеки при виконанні робіт з первинного і вторинного розкриття продуктивних пластів та кріплення свердловин.

12. Наведені вимоги охорони праці при освоєнні свердловин.

13. Розглянуті питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.

14. Описані заходи щодо рекультивація землі на буровій площадці.

15. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.

16. Наведені заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Войтенко В.С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П.Вирвінський, Ю.Л.Кузін, В.Л.Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.
3. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
4. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
5. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
6. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХПІ» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – ДПолтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
7. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.

## ДОДАТКИ

## Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	61	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Жовтоярське родовище	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	