

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 Голенок Андрій Володимирович  
(ПІБ)  
академічної групи 185-19ск-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 експлуатаційної свердловини в умовах Богородчанського газового 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.			
Рецензент				
Нормоконтролер	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 Голенок Андрій Володимирович академічної групи 185-19ск-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 експлуатаційної свердловини в умовах  
Богородчанського газового родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15 квітня № 203-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

Голенок А.В.

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 59 стор., 5 рис., 9 табл., 16 джерел.

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

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов Богородчанського газового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Богородчанського газового родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Богородчанського газового 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> .....	5
<b>1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ</b> .....	6
<b>1.1 Загальні відомості про Богородчанське газове родовище</b> .....	6
<b>1.2 Геологічна характеристика району работ</b> .....	8
<b>1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин</b> .....	13
<b>Висновки за розділом</b> .....	14
<b>2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	15
<b>2.1 Конструкція свердловини</b> .....	15
<b>2.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини</b> .....	15
<b>2.1.2 Вибір діаметрів обсадних колон и доліт</b> .....	17
<b>2.2 Вибір способу буріння</b> .....	18
<b>2.3 Вибір породоруйнуючого інструменту</b> .....	19
<b>2.4 Вибір компонування бурового снаряду</b> .....	19
<b>2.5 Вибір бурового станка, талевого каната та талевої системи</b> .....	22
<b>2.6 Розрахунок параметрів режиму буріння</b> .....	27
<b>2.7 Промивання свердловини</b> .....	30
<b>2.7.1 Обґрунтування густини промивальної рідини</b> .....	30
<b>2.7.2 Гідравлічний розрахунок</b> .....	30
<b>2.8 Заходи з попередження газопроявлень</b> .....	37
<b>Висновки за розділом</b> .....	39
<b>3 ОХОРОНА ПРАЦІ</b> .....	40
<b>3.1 Шкідливі та небезпечні фактори при нафтогазовидобуванні</b> .....	40
<b>3.2 Заходи зі зменшення виробничого шуму</b> .....	44
<b>3.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях на підприємствах нафтогазовидобувної галузі</b> .....	44
<b>Висновки за розділом</b> .....	49
<b>4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА</b> .....	50
<b>4.1 Загальні положення</b> .....	50

<b>4.2 Охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу .....</b>	<b>51</b>
<b>4.3 Охорона навколишнього природного середовища при розробці родовищ нафти і газу.....</b>	<b>53</b>
<b>Висновки за розділом .....</b>	<b>55</b>
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>56</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....</b>	<b>57</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>59</b>

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Богородчанське газове родовище розташоване в Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 5 км від смт. Богородчани та приурочене до Богородчанського підняття, яке являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Розміри північно-західного блоку складки 1,3-1,5 км.

Проектування технології буріння експлуатаційної 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 Богородчанського газового 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 Богородчанського газового 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 Богородчанське газове родовище

Богородчанське газове родовище є частиною Передкарпатського прогину. Прогин поділяється на дві структурно-тектонічні зони: Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку). У першій зосереджені нафтові родовища, у другій – газові (рис. 1.1). Від древньої Східноєвропейської платформи прогин відділяється системою розломів. По найбільшому скиду (у межах України – Городоцькому) палеозойські та мезозойські відклади Зовнішньої зони занурені на 1500–2000 м відносно платформного уступу. Внутрішня зона прогину насунена на Зовнішню (Стебницький насув), а на неї насунена Скибова зона Складчастих Карпат, що відділяються по Береговому насуву.

Фундаментом прогину служать домезозойські породи рифею–девону. На них залягають породи юрського віку (карбонатна товща), крейдово-палеогеновий фліш, породи нижньонеогенових молас і розвинуті спорадично теригенні відклади пліоцену і антропогену. Серія поперечних розломів утворює в межах Передкарпатського прогину декілька крупних тектонічних блоків. Характерною рисою будови розрізу прогину є розвиток відкладів міоцену (бадену–сармату) потужністю до 2000 м. Глибина залягання домезозойського фундаменту Передкарпатського прогину змінюється від 1500–2000 м у північно-західній частині (у межах Польщі) до 2000–3000 м у центральній і 4500 м на крайньому південному сході (Маєвський і ін., 2002). Глибинна будова масиву вивчена низкою сейсмічних профілів КМПВ і ГСЗ в Україні і Польщі. За особливостями складу та фізичними властивостями порід фундаменту зона Передкарпатського прогину належить до Галицько-Кримського рифей-тріасового палеорифту.



Рисунок 1.1 – Карпатська нафтогазоносна провінція і Волино-Подільська нафтогазоносна область:

1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – межі нафтогазоносних провінцій і областей; 4 – Коханівська структура. Тектонічні зони: I – Передкарпатська (А – Більче-Волицька газонафтоносна зона, Б – Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона); II – Складчастих Карпат; III – Закарпатська (В, Г – Закарпатська газонафтоносна зона); IV – Волино-Подільська.

Родовища (цифри на схемі): 1 – Локацьке, 2 – Великомоствівське, 3 – Східнокоханівсько-Свидницьке, 4 – Хідновицьке, 5 – Рудківське, 6 – Опарське, 7 – Більче-Волицьке, 8 – Богородчанське, 9 – Косівське, 10 – Старосамбірське, 11 – Бориславське, 12 – Північнодолинське, 13 – Волинське, 14 – Битків-Бабченське, 15 – Лопушнянське, 16 – Солотвинське, 17 – Русько-Комарівське.



Богородчанське газове родовище розташоване в Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 5 км від смт. Богородчани та приурочене до Богородчанського підняття, яке являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Розміри північно-західного блоку складки 1,3-1,5 км.

Структура виявлена в 1952 р. і являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання з двома куполами. Складена вона г.п. косівської світи. Розмір структури по ізогіпсі – 900 м  $6 \times 1-4$  м, висота 150 м.

Перший промисловий приплив газу отримано з відкладів косівської світи верхнього бадену з інт. 1160-1190 м у 1967 р. Промислова газоносність Богородчанського родовища пов'язана з відкладами косівської світи баденського ярусу міоцену. Видобуток газу на родовищі розпочався у 1969 р. Усі виявлені поклади розроблялись як самостійні експлуатаційні об'єкти. Основний поклад, пов'язаний із південно-східним блоком родовища, розроблявся до березня 1977 р., а в подальшому був переведений в режим підземного сховища.

Приурочене до південно-східної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони.

Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані, один з них — пластовий, літологічно обмежений.

Режим покладів газовий. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 2319 млн. м<sup>3</sup>. Залишкові запаси цього блоку (1120 млн м<sup>3</sup>) є активним об'ємом Богородчанського підземного сховища газу.

## **1.2 Геологічна характеристика району работ**

Богородчанська структура підготовлена структурно-пошуковим бурінням у 1952 р. В 1965 р. розпочато будівництво свердловини 1, у якій в 1967 р. при випробуванні відкладів косівської світи верхнього бадену (інт. 1160-1190 м) одержано приплив газу 80 тис. м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 6 мм при буферному тиску 8,65 і пластовому – 10,35 МПа. Розвідка родовища завершена в 1969 р., а в 1970 р. підраховано запаси трьох газових покладів (1,2, 3). В 1982 р.

оціночною свердловиною 27 відкрито ще один. Всього па родовищі пробурено 19 пошукових, розвідувальних, експлуатаційних та оціночних свердловин.

Богородчашька структура складена породами косівської світи. Це брахіантикліналь північно-західного простягання з двома куполами. Південно-східний ускладнений тектонічним порушенням, по якому північно-східна частина його піднята на 125 м. Газові скупчення зосереджені в трьох піщано-глинистих горизонтах. На південно-східному куполі розташовано три з них, па північно-західному одне, пов'язане з горизонтом 3 Поклад горизонту I пластовий літологічно обмежений, а горизонтів 2 і 3 – пластові склеп і п н і тектонічно екрановані.

Видобуток газу па родовищі почався в 1969 р. Всі скупчення розроблялися як самостійні об'єкт. Експлуатація покладу північно-східного блока південно-східного купола ще не розпочата.

Сумарний відбір газу з родовища становить на 1.01 1994 р. 2280,3 млн. м<sup>1</sup>, або 98,3% початкових запасів. Максимального видобутку (317,7 млн. м<sup>3</sup>) досягнуто в 1970 р. Найбільша кількість видобувних свердловин (10) була у 1971-1978 рр. при середньому дебіті однієї близько 110 тис. м<sup>3</sup> добу.

Поклад горизонту 1 розроблявся в 1969-1980 рр. свердловиною 1. Сумарний відбір газу 40 млн. м<sup>3</sup>.

Основний експлуатаційний об'єкт родовища поклад горизонту 2 па південно-східному куполі – розроблявся в 1969-1979 рр. Сумарний відбір газу становить 2192 млн. м<sup>3</sup>, або 62% початкових запасів (3520 млн. м<sup>3</sup>), підрахованих за падінням пластового тиску. За цей час тиск у покладі знизився від 10,35 до 3,7 МПа. В 1979 р. в горизонті створене підземне сховище газу, у зв'язку з чим залишкові запаси списані з балансу. В експлуатації знаходилися 7 свердловин. Початкові робочі дебіти їх склали 143 тис. м<sup>3</sup> добу при депресіях на пласт 0,4-0,45 МПа. Максимального видобутку (321 млн. м<sup>3</sup>) досягнуто в 1970 р.

Поклад горизонту 3 північно-західного купола розробляється з 1969 р. Одержано 18,3 млн. м<sup>3</sup> газу. Максимальна кількість видобувних свердловин –

дві. В 1993 р. в експлуатації знаходилася одна (21) з дебітом меншим 1 тис. м<sup>3</sup>/добу.

На рис. 1.2 наведена структурна карта покрівлі горизонту 2.

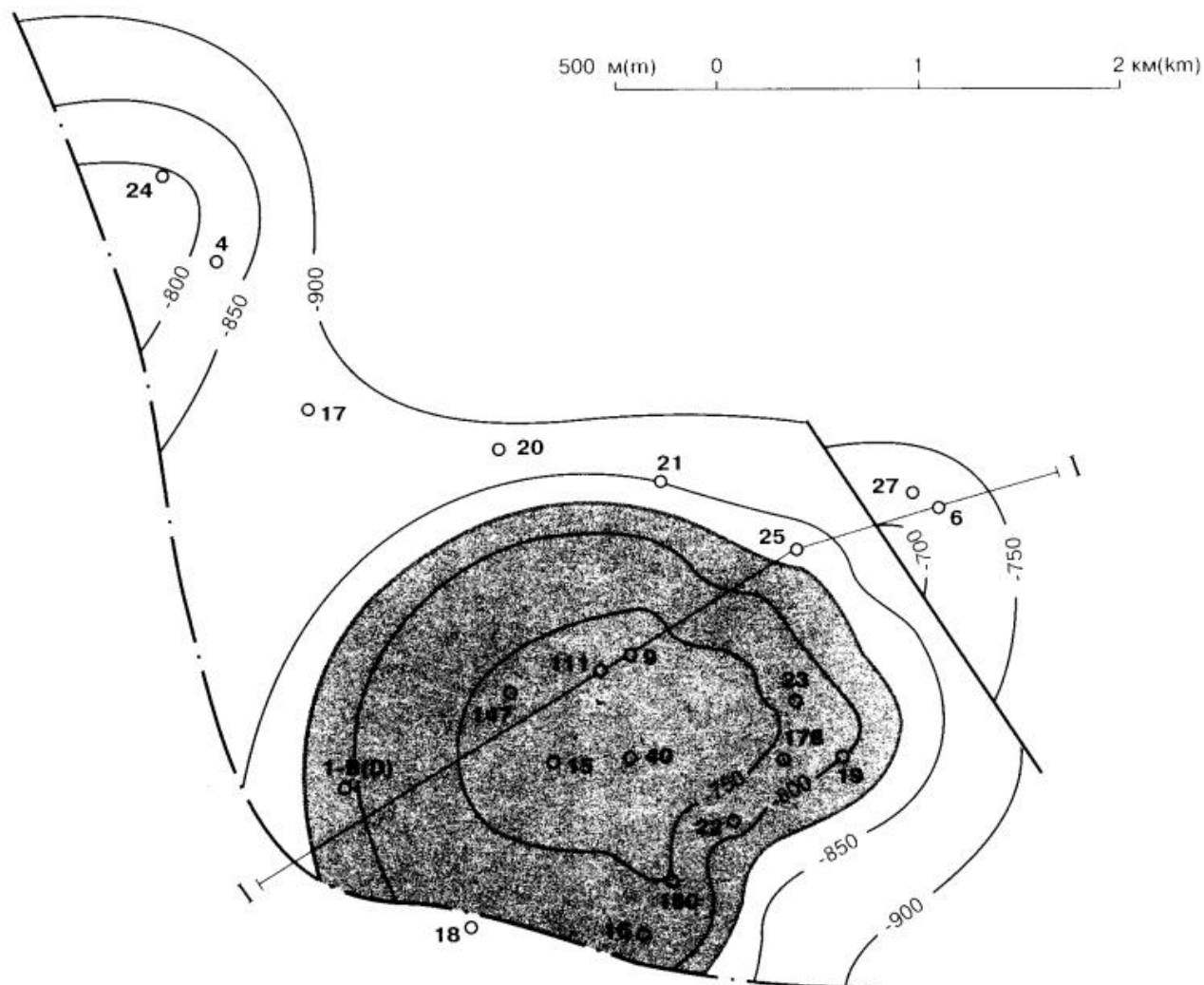


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі горизонту 2

На рис. 1.3 представлений геологічний розріз по лінії I-I.

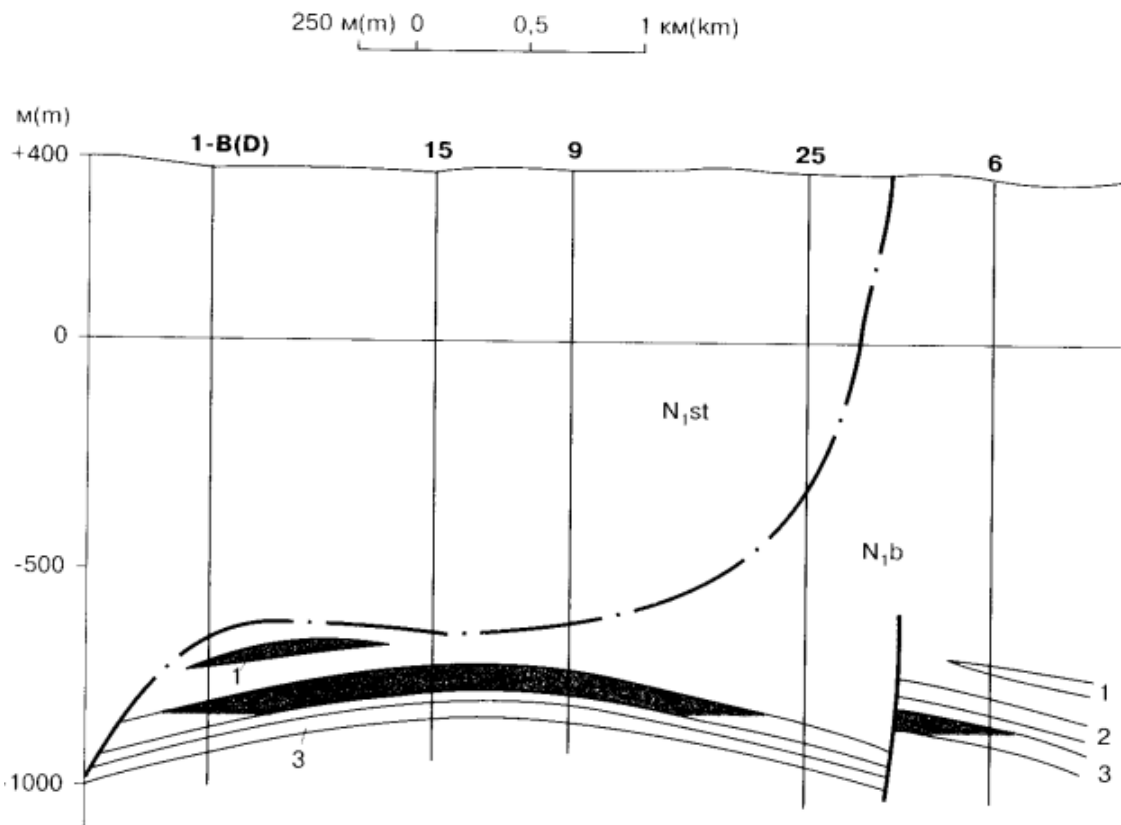


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I

Характеристика газових покладів наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика газових покладів

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залежання покривля продуктив горизонту, м Bedding depth of the produ- cing horizon top, m	Абсо- лютна глибина контак- ту, м Contact absolu- te 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		Прон- ність, 1-10 <sup>-2</sup> мкм <sup>2</sup> , від/до Perme- ability, 1-10 <sup>-3</sup> mcm <sup>2</sup> , from/to	Тип колек- тора Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення підра- хунко- вий Satur- ation coeffi- cient rated	Пласт- овий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re ini- tial, MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Пласт- ова темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м <sup>3</sup> /добу, від/до Initial production, th. m <sup>3</sup> /day, from/to		Потен- ціальний вміст стабіль- ного конден- сату, 1-10 <sup>-3</sup> кг/м <sup>3</sup> Potential content of stable conden- sate, 1-10 <sup>-3</sup> kg/m <sup>3</sup>	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт випу- щення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recovery coeffi- cient rated	Запаси початкові видобувної категорій A+B+C, тис. т Initial recoverable reserves, cat. A+B+C, th. t		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км <sup>2</sup> Reserves density, th. t of cond. fuel/km <sup>2</sup>
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора effectивна, від/до effective, from/to	підра- хунко- ва rated	від/до from/to	підра- хунко- вий rated	абсо- лютно вільний absolu- tely free							рабо- чий working	газу, млн. м <sup>3</sup> gas, mln m <sup>3</sup>				конден- сату, тис. т conden- sate, th. t		
Південно-східний купол South-Eastern dome																										
N <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1	1040	-730	70	Пласт. літ. обм. Form. lith. lim.	Газ. Gas.	10 — 30	0 — 22	10,8	0,127		Тер. пор. Ter. por.	0,71	9,72	—	302	80,0	20,0	—	—	—	—	—	—	—	—
N <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	2	1090	-823	135	Пласт. склеп. тект. екр. Form. arch. tect. scr.	-	60 — 100	13,0 — 41,6	34,9	0,098 — 0,282	0,1724	41 — 360	Те саме The same	0,73	10,35	—	306	347 — 4690	90,0 — 210,0	—	—	—	—	2224	—	310
Північно-східний блок Південно-східного купола North-Eastern block of the South-Eastern dome																										
N <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	3	1190	-840	50	Те саме The same	-	15 — 30	5,0 — 10,0	7,5	0,140 — 0,148	0,145	-	0,74	8,98	—	311	64,0	12,5	—	—	—	—	—	—	—	—
Північно-західний купол North-Western dome																										
N <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	3	1235	-895	60	-	-	20 — 42	6,5 — 14,0	9,85	0,140 — 0,148	0,145	4,5 — 6,0	-	0,74	11,17	—	313	34,0 — 73,0	10,5 — 14,0	—	—	—	—	95	—	225

Зіставлення контурів газових покладів наведено на рис. 1.4.

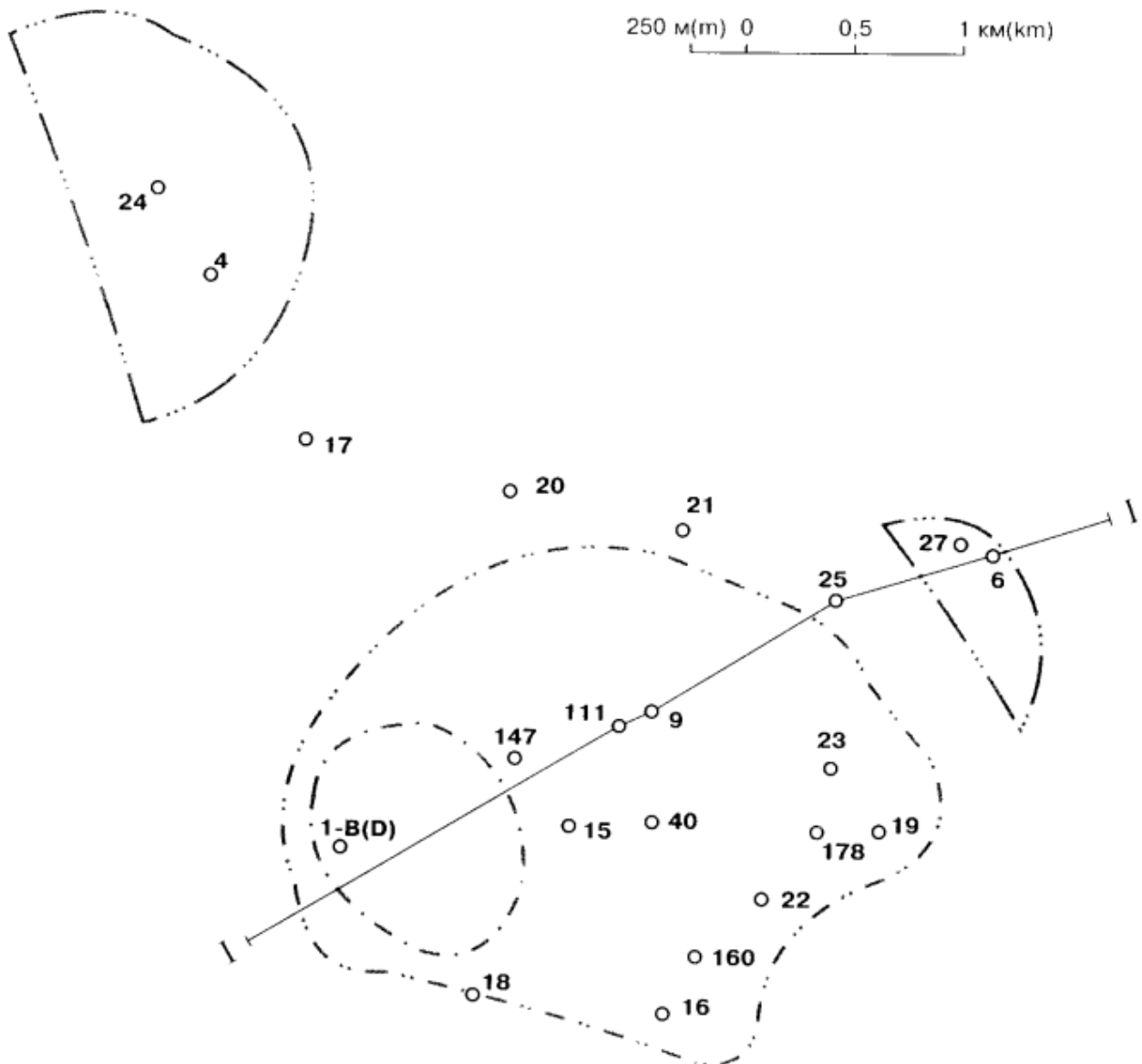


Рисунок 1.4 – Зіставлення контурів газових покладів

### 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

Глибина підосви, м	Літологічна ха- рактеристика відк- ладень	Категорія		Градiєнт тискiв, МПа/м		Очікуванi усклад- нення
		З твердо- сті	З абрази- вності	Пласто- вий	Гiдроро- зриву	
30	Грунт, суглинки	II	I	0,0100	0,0140	
140	Глина, мергель	III	II	0,0104	0,0140	Набухання глин
350	Аргiлiт, глина, мергель	IV	VI	0,0104	0,0140	
680	Алевроліт, аргi- літ, вапняк	VI	VI	0,0106	0,0160	
960	Пiсковик, алевро- літ, аргiліт	VI	V	0,0106	0,0150	
1240	Пiсковик, аргiліт, вапняк	VI	VI	0,0106	0,0156	
1520	Пiсковик, доло- міт, ангідрит	VII	VI	0,0120	0,0170	Нафтога- зопрояв- лення

В інтервалі 1150-1600 м залягають грунт і суглинки. Категорія з твердості – II, з абразивності – I.

В інтервалі 30-140 м залягають глини і мергелі. Категорія з твердості – III, з абразивності – II. Прогнозовані ускладнення в даному інтервалі – осипання аргілітів.

В інтервалі 140-350 м залягають аргіліти, глини і мергелі. Категорія з твердості – IV, з абразивності – VI. Глини в цьому інтервалі схильні до набухання.

Далі до глибин 680 м залягають вапняк, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – VI, з абразивності – VI.

В інтервалі 680-960 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – VI, з абразивності – V.

Далі до глибин 1240 м залягають пісковик, аргіліт та алевроліт. Категорія з твердості – VI, з абразивності – VI.

Далі до проектної глибини залягають газоносні пісковики доломіти та ангідрити VII категорії з твердості та VI з абразивності.

У відповідності до вимог замовника і очікуваного дебіту діаметр експлуатаційної колони 114 мм.

### **Висновки за розділом**

1. Богородчанське газове родовище розташоване в Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 5 км від смт. Богородчани та приурочене до Богородчанського підняття, яке являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Розміри північно-західного блоку складки 1,3-1,5 км.

2. В теперішній час родовище працює переважно як газосховище.

3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Важливою особливістю цього родовища є його невелика глибина. Газоносні пісковики доломіти та ангідрити залягають на глибині 1240-1520 м.

## **2 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **2.1 Конструкція свердловини**

Згідно з «Єдиними технічними правилами ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах» конструкція свердловин повинна вибиратися виходячи з вимог охорони надр і довкілля, горно-геологічних умов. Вона повинна забезпечити міцність свердловини як технічної споруди, ізоляцію продуктивних і водоносних горизонтів, досягнення проектної глибини, а також мінімальної витрати матеріалів і засобів на будівництво свердловини, досягнення запроєктованих способів і режимів експлуатації, отримання необхідної горно-геологічної інформації і максимального використання енергії пласта для корисної копалини, яка добувається, з урахуванням зміни по глибині свердловини тиску пластів і гідророзриву гірських порід, наявність ускладнень, які не ліквіднуються відомими технологічними прийомами, і зон несумісності системи бурових розчинів відповідно до вимог замовника, часу стійкого стану ствола свердловини і рівня розвитку техніки і технології буріння свердловини в цьому відрізку часу.

Для вибору числа обсадних колон і глибини їх спуску у свердловину будеється поєднаний графік коефіцієнта тиску пласта і градієнта гідророзриву порід, на підставі початкових даних в координатах – глибина – коефіцієнт градієнта тиску.

#### **2.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини**

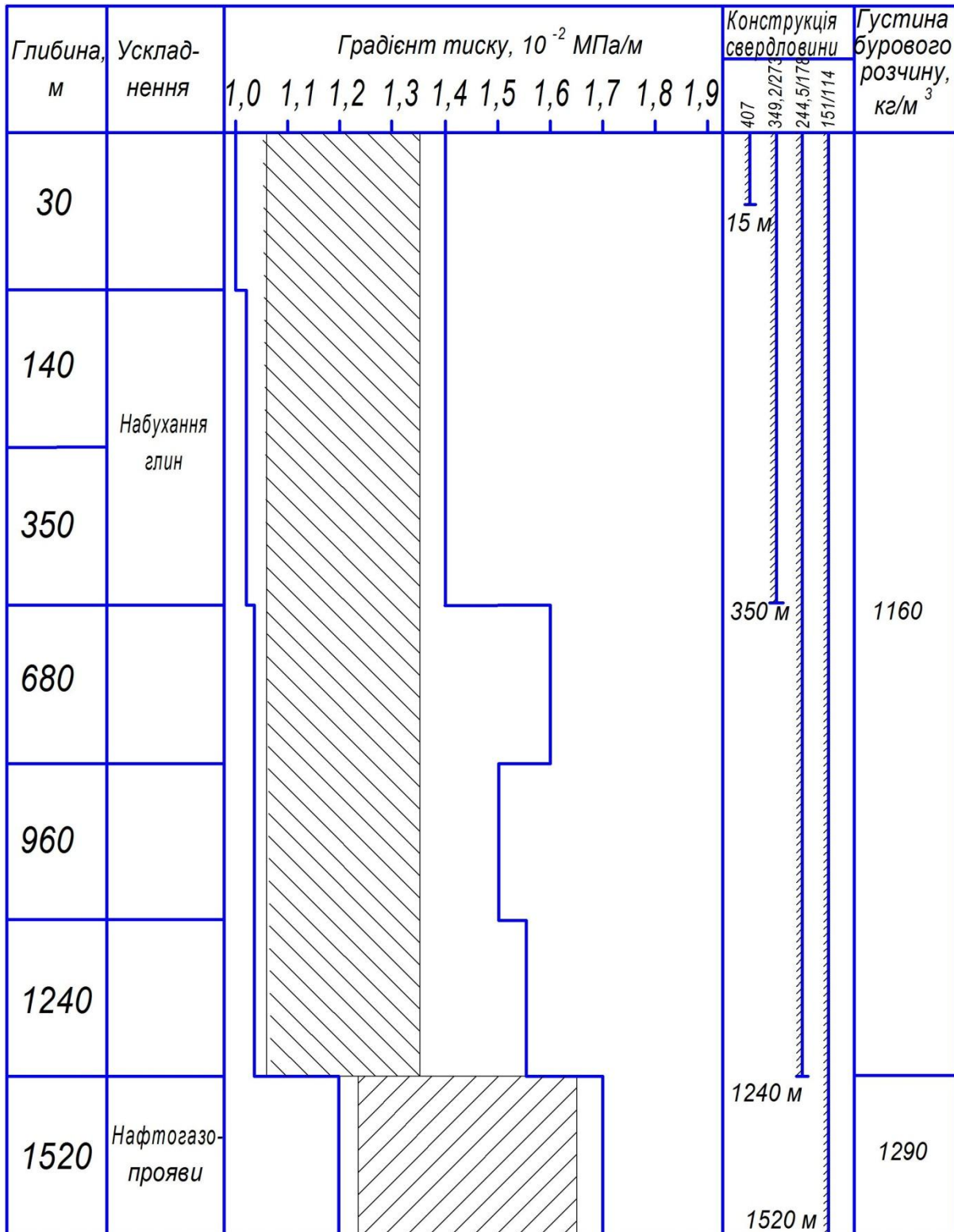
Число обсадних колон, необхідних для забезпечення вказаних вимог, проектуємо виходячи з несумісності умов буріння свердловини в окремих інтервалах.

Проектування починають з виділення зон з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними у тому випадку, якщо при переході з верхньої зони буріння в нижній зоні необхідно змі-



нити щільність промивальної рідини так, що це приведе до флюїдопроявлення або до поглинання промивальної рідини в один з горизонтів верхньої зони або нестійкості гірських порід у верхній зоні.

Аналізуючи геолого-технічні умови і поєднаний графік тисків, приймаємо такі види обсадних колони і глибину їх спуску (згори вниз).



## 2.1.2 Вибір діаметрів обсадних колон и доліт

1. У відповідності до вимог замовника діаметр експлуатаційної колони

$$d_{ек} = 114 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{д}^{ек} = d_{м}^{ек} + 2\delta,$$

де  $d_{м}^{ек}$  – діаметр муфти експлуатаційної колони; для експлуатаційної колони діаметром 114 мм, діаметр муфти  $d_{м}^{ек} = 133$  мм;

$\delta$  – величина зазору між муфтою експлуатаційної колони и стінкою свердловин, діаметр експлуатаційної колони  $d_{ек} = 114$  мм, тому приймаємо  $\delta = 7$  мм.

$$D_{д}^{ек} = 133 + 2 \cdot 7 = 147 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на бурові долота приймаємо  $D_{д}^{ек} = 151$  мм.

3. Внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{вн}^{пп} = 151 + 6 = 157 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{пп} = 178 \text{ мм; } d_{вн}^{пп} = 160 \text{ мм; } d_{м}^{пп} = 198 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

$$D_{д}^{пп} = 198 + 2 \cdot 15 = 228 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота  $D_{д}^{пп} = 244,5$  мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{вн}^{пп} = 244,5 + 6 = 250,6 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{пп} = 273 \text{ мм; } d_{вн}^{пп} = 255 \text{ мм; } d_{м}^{пп} = 299 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{д}^к = 299 + 2 \cdot 25 = 349 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота  $D_{д}^к = 349,2$  мм.

7. Визначуваний зовнішній діаметр напряму

$$d_H^H = D_D^{HP} + (50 \div 100)$$

$$d_H^H = 349,2 + 50 = 399,2 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_H^H = 407 \text{ мм; } d_{BH}^H = 385 \text{ мм.}$$

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колон.

Результати розрахунків зведемо до таблиці.

Таблиця 2.1 – Параметри конструкції свердловини

Найменування колони	Глибина спуска колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Напряв	15	407		0-160
Кондуктор	350	273	349,2	0-350
Проміжна колона	1240	178	244,5	0-1240
Експлуатаційна колона	1520	114	151	0-1520

## 2.2 Вибір способу буріння

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

Крім цього треба зважати і на те, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати тоді, коли глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура вибою свердловини більше 140 °С; у свердловині очікуються прихвати і зтяжки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою ме-

ніше 140 °С; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Приймамо роторний спосіб буріння.

### 2.3 Вибір породоруйнуючого інструменту

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо такий породоруйнуючий інструмент

Для буріння в інтервалі 0-350 м – шарошкове долото Ш349,2М-ГВ.

Для буріння в інтервалі 350-1240 м – шарошкове долото Ш244,5ТК-ЦВ.

Для буріння в інтервалі 1240-1520 м – шарошкове долото Ш151,0К-ЦВ.

### 2.4 Вибір компонування бурового снаряду

1. Вибирають діаметри обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися таке співвідношення ( $d_{\text{ОБТ}}$ ,  $D_{\text{д}}$ ,  $d_{\text{бт}}$ , – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб)

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

Тоді

$$d_{\text{ОБТ}} = (0,75 \div 0,85) \cdot D_{\text{д}} = (0,75 \div 0,85) \cdot 151 = 113 \div 128 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на ОБТ приймаємо  $d_{\text{ОБТ}} = 120 \text{ мм}$ .

Внутрішній діаметр складає 63,5 мм.

Вага 1 м цих труб складає  $q_{\text{ОБТ}} = 635 \text{ Н}$ .

Діаметр бурильних труб обираємо із співвідношення

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

Тоді

$$d_{\text{бт}} = (0,75 \div 0,80) \cdot d_{\text{ОБТ}} = (0,75 \div 0,80) \cdot 120 = 90 \div 96 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на бурильні труби приймаємо бурильну колону ТБНК-89. Для з'єднання труб використовуємо замки ЗУК-120. Їх внутрішній діаметр 68 мм.

2. Компоновку низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Свердловина вертикальна, тому використовуємо наддолотний калібратор, і далі ОБТ розрахованого діаметра.

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають як

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K C_{\text{д}}}{q_{\text{ОБТ}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)},$$

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

$C_{\text{д}}$  – осьове навантаження, Н;

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 120000}{635 \cdot \left( 1 - \frac{1290}{7850} \right)} = 283 \text{ м.}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м).

Приймаємо  $l_{\text{ОБТ}} = 300 \text{ м.}$

Вага ОБТ дорівнює

$$G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} = 300 \cdot 635 = 190500 \text{ Н.}$$

Над ОБТ розміщуємо наддолотний комплект бурильних труб. Для цього вибираємо труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки 11 мм і довжиною 250 м,  $q_{\text{бт}} = 212 \text{ Н/м.}$

Вага наддолотного комплекту

$$G_{\text{нк}} = l_{\text{бт}} \cdot q_{\text{бт}} = 250 \cdot 212 = 53000 \text{ Н.}$$

### 3. Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки (9 мм).

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_p - k(G_{\text{убт}} + G_{\text{нк}} + G) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (P_{\text{д}} + P_{\text{т}})F_{\text{к}}}{kq_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

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

У свою чергу

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

де  $\sigma_{\text{тр}}$  – межа текучості матеріалу труб, для сталі марки "Д"  $\sigma_{\text{т}} = 380$  МПа;  $F_{\text{тр}}$  – площа перетину труб, м<sup>2</sup>;  $n$  – запас міцності, приймається рівним 1,3.

Тоді

$$Q_{\text{р1}} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,089^2 - 0,071^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 590300 \text{ Н}$$

Довжина першої секції

$$l_1 = \frac{590300 - 1,15 \cdot (190500 + 53000) \left(1 - \frac{1290}{7850}\right) - 13,0 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,071^2}{1,15 \cdot 178 \cdot \left(1 - \frac{1290}{7850}\right)} = 1782 \text{ м.}$$

Сумарна довжина секції, ОБТ і наддолотного комплекту перевищує проектну глибину свердловини, тому довжина першої секції складе

$$l_3 = L_{\text{СКВ}} - l_{\text{ОБТ}} - l_{\text{НК}} = 1520 - 300 - 250 = 970 \text{ м.}$$

Конструкцію бурильної колони приводимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Конструкція бурильної колони

Показники	Номер секції		
	ОБТ	Наддолотний комплект	1
Зовнішній діаметр труб, мм	120	89	89
Товщина стінки, мм		11	9
Група міцності матеріалу труб		Д	Д
Довжина секції, м	300	250	970
Вага 1м, Н/м	635	212	178
Вага секції, Н	190500	53000	172660
Загальна вага, Н	416160		

## 2.5 Вибір бурового станка, 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 (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колонна
Довжина колони, м	1520	1240	1520
Вага 1 м, Н		414	185
Вага колони, Н	416160	513360	281200

Таким чином, максимальну вагу має друга проміжна колонна.

Для буріння свердловин вибираємо бурову установку Vertical Slant Rig (VSR) виробництва американської компанії National Oilwell Varco (NOV).

На рис. 2.1 наведена схема установки.

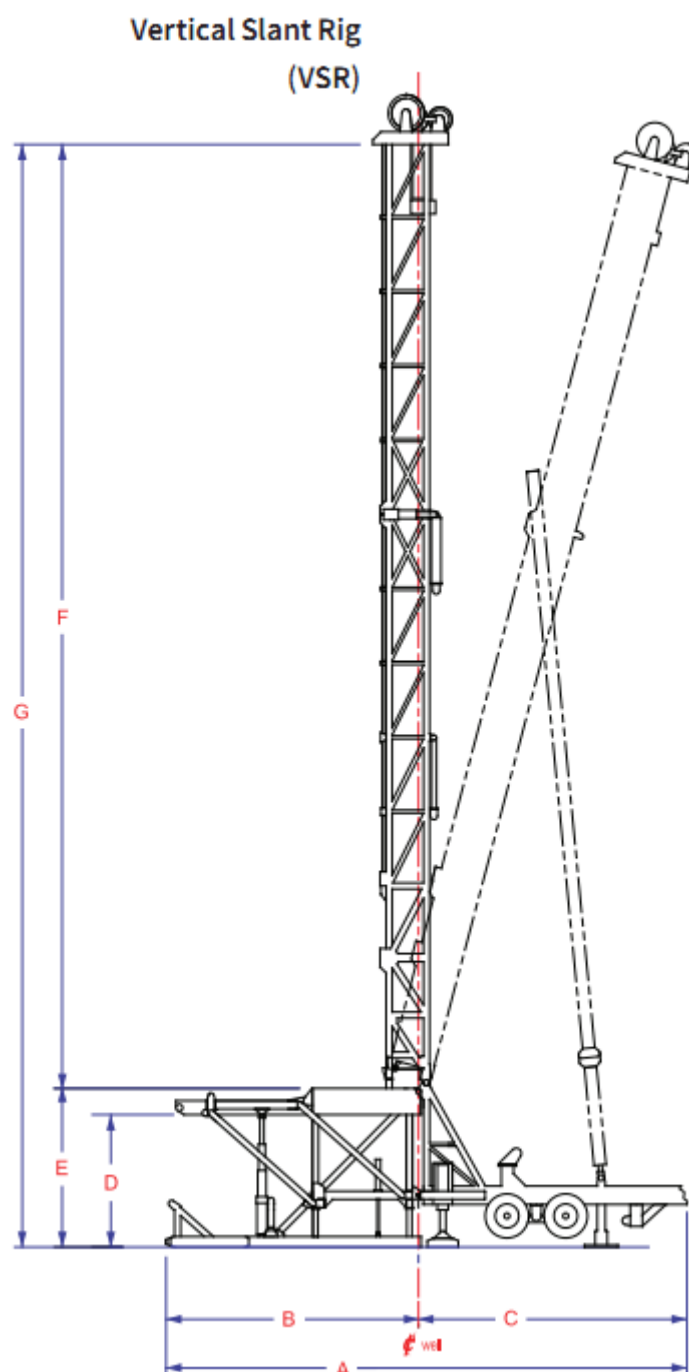


Рисунок 2.1 – Схема бурової установки Vertical Slant Rig (VSR) виробництва  
NOV

В табл. 2.4 наведені геометричні розміри установки відповідно до рис. 2.1.

Таблиця 2.4 – Геометричні розміри установки

Velocity Series	A	B	C	D	E	F	G
Vertical Slant (VSR)	20 ft 6 in. (6.25 m)	19 ft 4 in. (5.89 m)	1 ft 2 in. (0.36 m)	12 ft 6 in. (3.81 m)	14 or 20 ft (4.27 or 6.10 m)	76 ft (23.16 m)	90 or 96 ft (27.43 or 29.26 m)



Технічна характеристика бурової установки наведена в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічна характеристика бурової установки Vertical Slant Rig (VSR) виробництва NOV

Технічні характеристики моделі бурової установки	Vertical Slant (VSR)
Навантаження на гак	90,71 т (900 кН)
Тип щогли	Телескопічний
Висота щогли	75 футів 4 дюйма (23,16 м)
Ширина основи	6 футів 4 дюйма (1,93 м)
Метод підйому	Циліндр піднятий
Лебідка (талева оснастка)	D700AC (6×7)
Тип підбудови	Розмах, коробка в коробці
Ємність корпусу	280 000 фунтів 1140 тонн (127 тонн)
Висота підлоги	14 або 20 футів (4,2 або 6,1 м)
Висота устьової шахти/просвіту	12 футів 6 дюймів або 18 футів (3,8 м)
Підлоговий отвір	27'4 дюйма
Стандартна канавка коронного шківу	1'4 дюйма

Ця установка має таке обладнання.

#### **Щогла та підконструкція**

- За замовчуванням вертикально, але може працювати під кутом до 45°
- Невелика площа для розміщення невеликих ділянок
- Удосконалена гідравлічна система дозволяє ідеально розташовувати щоглу над стовбуром свердловини будь-який необхідний кут
  - Телескопічна щогла переміщається за допомогою верхнього приводу, динамометричного ключа та маніпулятора для укорочення труб час монтажу
  - Підконструкція швидко завантажується на окремий причіп для зручного транспортування

### **Кабіна бурильника**

- Інтегрована система управління для управління, контролю та моніторингу обладнання підлоги бурової установки для безпечної та ефективної роботи
- Конфігуровані екрани керування та екран відеоспостереження максимізують роботу бурильника ефективність та обізнаність
- Сенсорні екрани зручні для користувача, швидко реагують і дозволяють одночасно контролювати кілька обладнання на одному екрані
- Ергономічна, регульована робоча станція з клімат-контролем
- Мульти-інструментальні контролери в комплекті з резервною батареєю та резервною мережею живлення; захищає систему від втрати живлення

### **Верхній привід — TDS-150**

- Найпотужніший 150-тонний верхній привід змінного струму на ринку
- Вантажопідйомність 80 000 фунтів
- Можливість косоного свердління — доступна для роботи на рейках щогли з вбудованим блоком
- 150-тонна динамічна та статична вантажопідйомність
- Подвійні асинхронні двигуни змінного струму потужністю 250 кінських сил
- 24 700 ft-lb безперервний крутний момент і 36 500 ft-lb переривчастий крутний момент при 100 об/хв

### **Лебідка — D700 AC**

- Унікальний двигун змінного струму виконує головне гальмування; двигун у поєднанні з VFD здатний зупинки та утримання максимального навантаження на нульовій швидкості на невизначений термін
- Не вимагає HPU або системи охолодження гальмівної води
- 700 кінських сил
- Підйомність 150 тонн
- Два дискових гальма супорта

### **ПВО – модель 6012 ram 11 дюймів 3000/5000 psi**

- Перевірена продуктивність, міцність, потужність і здатність працювати в суворих умовах
- Двері з гідравлічним приводом для зручності обслуговування та заміни плунжера
- Виготовлено з кованих матеріалів, що відповідають H<sub>2</sub>S Обслуговування відповідно до NACE MR0175
- Перевірений пакет оздоблення є стандартним і включає покриття Xylan у наскрізному отворі, плунжері порожнини та всі змочені поверхні стовбура свердловини
  - Тверді покриття на динамічних ущільнювальних поверхнях
  - На один баран потрібно лише два гідравлічні з'єднання
  - Додаткові кришки та підсилювачі зрізу з великим отвором, а також додатковий зсувний плунжер моделі 6000
- Підйомники BOP транспортують BOP до центру свердловини зібраними

### **Бурові насоси F-1000, Триплекс**

- Конструкція розроблена для оптимальної роботи в важких умовах буріння
- 1000 кінських сил при 140 оборотах в хвилину
- Низьке співвідношення ваги до кінських сил

### **Гідравлічний динамометричний ключ**

- Компактний і легкий
- Можливість роботи під кутом
- Від 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> до 14<sup>3</sup>/<sub>8</sub> дюймів. діапазон трубного з'єднання
- Крутий момент наповнення/розриву до 0-100 000 ft-lb

### **Система транспортування труб**

- Труба підведена безпосередньо до центру свердловини
- Персонал виведений із небезпечної зони під час підйому та укладання труби
- Відсутня потреба в ручному обробці

## 2.6 Розрахунок параметрів режиму буріння

### 1 Режим буріння під кондуктор в інтервалі 0-350 м шарошковим долотом ШЗ49,2М-ГВ.

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

$$C_d = c_n D_d,$$

де  $c_n$  – питома навантаження на 1 м діаметра, для доліт типу М  
 $c_n = 200000 \text{ Н/м}$ ;

$D_d$  – діаметр долота, м.

Тоді

$$C_d = 200000 \cdot 0,3492 = 69840 \text{ Н.}$$

Приймаємо  $C_d = 70000 \text{ Н}$ .

2. Частота обертання

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

де  $V_d$  – припустима лінійна швидкість обертання, що визначається з умови абразивного зносу і нагрівання долота,  $V_d=3-5 \text{ м/с}$ .

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,3492} = 219 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_d = 220 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

де  $q_0$  – питома витрата промивальної рідини,  $\text{м}^3/\text{с}$  на  $1 \text{ м}^2$  вибою  
 $q_0=0,35-0,5$  – при роторному способі і бурінні електробуром;  
 $q_0=0,5-0,7$  – при бурінні гідравлічними забійними двигунами;  
 $F_{\text{виб}}$  – площа вибою свердловини,  $\text{м}^2$ .

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

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

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

де  $V_{\min}$  – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, через те, що долото великого діаметру приймаємо  $V_{\min}=0,4$  м/с.

$F_{\text{кп}}$  – площа кільцевого простору між бурильною трубою та стінками свердловини, приймаючи коефіцієнт кавернозности 1,2 маємо

$$Q_2 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,3492)^2 - 0,089^2] = 0,053 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З розрахованих значень вибираємо найбільше, тобто

$$Q = 53 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

## **2 Режим буріння під проміжну колону в інтервалі 350-1240 м шарошковим долотом Ш244,5ТК-ЦВ.**

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$

$$C_d = 1250000 \cdot 0,245 = 305500 \text{ Н}.$$

Допустиме осьове навантаження для долота Ш244,5ТК-ЦВ складає 320000 Н. Тоді приймаємо  $C_d = 306000$  Н.

2. Частота обертання

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,2445} = 307 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_d = 310 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,2445^2 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,2445)^2 - 0,089^2] = 0,045 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З розрахованих значень вибирають найбільше, тобто

$$Q = 45 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

## **3. Режим буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 1240-1520 м трьохшарошковим долотом Ш151,0К-ЦВ.**

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу К  
 $c_{\text{п}} = 1500000 \text{ Н/м}$ .

Тоді

$$C_{\text{д}} = 150000 \cdot 0,151 = 226500 \text{ Н.}$$

Допустиме осеве навантаження для долота Ш151,0К-ЦВ складає 120000 Н. Тоді приймаємо  $C_{\text{д}} = 120000 \text{ Н}$ .

2. Частота обертання

$$n_{\text{д}} = \frac{60 \cdot 3}{3,14 \cdot 0,151} = 382 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_{\text{д}} = 380 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,151^2 = 0,007 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

Через те, що породі середні за твердістю, приймаємо  $V_{\text{min}} = 1 \text{ м/с}$ .

$$Q_2 = 1 \cdot 0,785 \cdot (0,160^2 - 0,089^2) = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Приймаємо

$$Q = 22 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри режиму буріння

Інтервал буріння	Долото	Режим буріння		
		Осьове навантаження, Н	Частота обертання, хв <sup>-1</sup>	Витрата промивальної рідини, дм <sup>3</sup> /с
0-350	Ш349,2М-ГВ	70000	220	53
350-1240	Ш244,5ТК-ЦВ	306000	310	45
1240-1520	Ш151,0К-ЦВ	120000	380	14

## 2.7 Промивання свердловини

### 2.7.1 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, м/с<sup>2</sup>;

$H$  – глибина підосви інтервалу свердловини, м;

$\alpha$  – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим.

Густина в інтервалі 0-350 м ( $H < 1200$ , приймаємо  $\alpha = 1,07$ )

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,07 \cdot 1240 \cdot 10400}{9,81 \cdot 1240} = 1157 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1160 \text{ кг/м}^3$ . Використовуємо високоякісний глинистий розчин з мінімальною густиною.

Густина в інтервалі 1240-1520 м ( $1200 < H < 2500$  приймаємо  $\alpha = 1,07$ )

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,07 \cdot 1520 \cdot 12000}{9,81 \cdot 1520} = 1285 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1290 \text{ кг/м}^3$ .

### 2.7.2 Гідравлічний розрахунок

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи:

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБГ}} + P_{\text{кпОБГ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}},$$

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;

$P_3$  – 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 шлангу, ведучій трубі, вертлюгу), Па;

$P_d$  – втрати тиску в долоті, Па.

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

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

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

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

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

де  $He$  – критерій Хелстрема;

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

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

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

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

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

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

де  $F$  – площа поперечного перерізу, м<sup>2</sup>



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

а) для бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_B^2 = 0,785 \cdot 0,071^2 = 3,96 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{3,96 \cdot 10^{-3}} = 3,54 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1290 - 0,022 = 0,021 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_B = 0,071 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1290 \cdot 3,54 \cdot 0,071}{0,021} = 15745$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1290 - 7 = 3,97 \text{ Па}$$

$$\text{He} = \frac{1290 \cdot 3,54 \cdot 0,071^2}{0,021^2} = 60937$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 60937^{0,58} = 6451$$

Як бачимо  $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$  ( $15745 > 8403$ ), тому режим течії рідини турбулентний.

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

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

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору

для труб

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

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

Тоді

$$\lambda_r = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,071} + \frac{110}{15745} \right)^{0,25} = 0,033.$$

Втрати тиску

$$P_{\tau} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\Gamma}} l = 0,033 \cdot \frac{3,54^2}{2} \cdot \frac{1290}{0,071} \cdot 1220 = 4,64 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot (0,160^2 - 0,089^2) = 1,38 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{1,38 \cdot 10^{-2}} = 1,01 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,021 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\Gamma} = D_c - d_n = 0,160 - 0,089 = 0,071 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1290 \cdot 1,01 \cdot 0,071}{0,021} = 4493$$

$$\tau_0 = 3,97 \text{ Па}$$

$$\text{He} = \frac{1290 \cdot 3,97 \cdot 0,071^2}{0,021^2} = 60594$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 60594^{0,58} = 6436$$

$\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$  ( $4493 < 6436$ ), тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо за формулою:

$$P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c^2 - d_n^2)},$$

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

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

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0 d_{\Gamma}}{\eta_{\text{пр}} V}.$$

$$\text{Sen} = \frac{3,97 \cdot 0,071}{0,021 \cdot 1,01} = 13.$$

Для такого значення параметра Сен-Венана  $\beta_{\text{кп}} = 0,40$ .

Тоді

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 3,97 \cdot 1220}{0,40 \cdot (0,160^2 - 0,089^2)} = 2,50 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ ( $P_{\text{ОБТ}}$ ) і кільцевому просторі в) для обважнених бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_{\text{вОБТ}}^2 = 0,785 \cdot 0,0635^2 = 3,17 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{3,17 \cdot 10^{-3}} = 4,42 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,021 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\text{Г}} = d_{\text{вОБТ}} = 0,0635 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1290 \cdot 4,42 \cdot 0,0635}{0,021} = 17604$$

$$\tau_0 = 3,97 \text{ Па}$$

$$\text{He} = \frac{1290 \cdot 3,97 \cdot 0,0635^2}{0,021^2} = 48743$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 48743^{0,58} = 5922$$

$\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$  ( $17604 > 5922$ ), тому режим течії рідини турбулентний.

Тоді

$$\lambda_{\text{T}} = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0635} + \frac{110}{17604} \right)^{0,25} = 0,033$$

Втрати тиску

$$P_{\text{тОБТ}} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\text{Г}}} l = 0,033 \cdot \frac{4,42^2}{2} \cdot \frac{1290}{0,0635} \cdot 300 = 1,99 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

$$F = 0,785 \cdot ((1,2 \cdot 0,151)^2 - 0,120^2) = 1,45 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,014}{1,45 \cdot 10^{-2}} = 0,97 \text{ м/с.} \quad \eta_{\text{пр}} = 0,021 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\text{Г}} = D_{\text{с}} - d_{\text{н}} = 1,2 \cdot 0,151 - 0,120 = 0,061 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1290 \cdot 0,97 \cdot 0,061}{0,021} = 3711$$

$$\tau_0 = 3,97 \text{ Па}$$

$$Re = \frac{1290 \cdot 3,97 \cdot 0,061^2}{0,021^2} = 45276$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 45276^{0,58} = 5762$$

$Re < Re_{кр}$  ( $3711 < 5762$ ), тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді

$$Sen = \frac{3,97 \cdot 0,061}{0,021 \cdot 0,97} = 12.$$

Для такого значення параметру Сен-Венана  $\beta_{кп} = 0,39$ .

Тоді

$$P_{кпУБТ} = \frac{4 \cdot 3,97 \cdot 300}{0,39 \cdot ((1,2 \cdot 0,151)^2 - 0,120^2)} = 0,61 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для з'єднання бурильних труб використовуємо замки ЗУК-120.

Втрати тиску в замках визначаємо за формулою Борда-Карно

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

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

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

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

Тоді

$$\xi = k_{пк} \left( \frac{F}{F_{кп}} - 1 \right) = 2 \cdot \left( \frac{0,785 \cdot 0,071^2}{0,785 \cdot 0,068^2} - 1 \right) = 0,18.$$

$$i = \frac{1220}{12,5} = 97 \text{ шт.}$$

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,18 \cdot 1290 \frac{3,54^2}{2} \cdot 97 = 0,14 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Утрати 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 шлангу, вертлюгу, та ведучій трубі.

Ці значення для заданих умов дорівнюють

$$\lambda_c = 0,4 \cdot 10^5; \lambda_{\text{бш}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_v = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5.$$

Тоді

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1290 \cdot 0,014^2 = 0,04 \cdot 10^6 \cdot \text{Па.}$$

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;  $\sum P_i$  – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

Тоді

$$P_d = 0,75 \cdot 32 \cdot 10^6 - (4,64 + 2,50 + 1,99 + 0,61 + 0,14 + 0,04) \cdot 10^6 = 15,7 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Враховуючи, що перепад тиску повинен бути обмежений міцністю конструктивних параметрів долота, приймаємо  $P_d = 13,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$ .

За значенням  $P_d$  необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини. Для цього визначають швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою

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

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати, для гідромоніторних доліт приймаємо  $\mu_d=0,92$ .

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 13,0}{1290}} = 131 \text{ м/с.}$$

Отримане значення швидкості перевищує критичне значення 80 м/с, тобто даний інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Визначимо сумарну площу насадок  $f_d$  гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,014}{131} = 1,07 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною  $f_d$  підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}, \quad d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,07 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0067 \text{ м} = 6,7 \text{ мм.}$$

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

## 2.8 Заходи з попередження газопроявлень

Інтенсивні газопроявлення, які переходять в газові фонтани, являються найбільш небезпечними ускладненнями і аваріями, які виникають в процесі буріння свердловин на родовищах та розвідувальних площах України.

Основними причинами таких ускладнень, як показує багаторічний досвід буріння свердловин, можуть бути:

- неправильний прогноз пластових тисків і на цій основі неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття напірних горизонтів;
- невідповідна геологічним умовам конструкція свердловини;
- відсутність противикидного обладнання на усті свердловини при розкритті газових і нафтових горизонтів;

- зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння через незадовільну його дегазацію;

- неприйняття своєчасних заходів при газопроявленнях для попередження викидів і відкритого фонтанування та інші причини.

Протифонтанну безпеку при будівництві свердловини передбачається забезпечити за рахунок здійснення комплексу заходів, які враховують вказані причини виникнення інтенсивних газонафтопроявлень, що переходять у викиди і фонтани.

До таких заходів відносяться:

1. Вибір відповідної конструкції свердловини, яка запобігає гідророзриву гірських порід тиском газу у випадку газопроявлення при герметизованому усті.

2. Густина бурового розчину розрахована виходячи із очікуваних пластових тисків, повинна бути:

- при бурінні в інтервалі 0-1240 м  $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$ ;

- при бурінні в інтервалі 1240-1520 м  $\rho = 1290 \text{ кг/м}^3$

3. Підбір обсадних труб по міцності, виходячи з максимального тиску на усті свердловини в процесі буріння та випробування.

4. Герметизація устя свердловини виходячи із максимального розрахункового тиску на усті. Згідно розрахункових даних і діючого ДСТ 13862-90 на кондуктор і проміжні обсадні колони свердловини слід установлювати противикидне обладнання (ПВО):

- на першій проміжній колоні діаметром 324 мм ОПЗ-350х21

- на другій проміжній колоні діаметром 219 мм ОП5-230х35

- на експлуатаційній колоні діаметром 140 мм ОП5-180х35

5. При монтажі ПВО слід керуватися СОУ 11.2-30019775-142:2008. Свердловини на нафту та газ. Вимоги до монтажу і експлуатації противикидного обладнання при бурінні свердловин. ДК "Укргазвидобування" зі змінами № 1-2011, введеними в дію з 03.02.2012 р. та змінами № 2-2014 (наказ № 9 від 16.01.2015).

Відступ від затверджених схем і регламентів дозволяється тільки в установленому порядку.

6. Всі колони і кондуктор повинні бути обладнані колонною головкою типу ОКК2-35 (168x245x324).

7. В якості первинного дегазатора на превенторному відведенні слід установлювати ємність, або спеціальний трап заводського виготовлення, який призначений для цієї мети.

8. Для основної і заключної дегазації слід установлювати дегазатор ДВС-II або ДУ-1.

9. Бурова повинна бути обладнана приладом для постійного доливу свердловини при підйомі бурильної колони і засобами механізації для швидкого обважніння та приготування розчину. На буровій повинно бути два комплекти ЛГР-3 і два прилади ПГ-1 (ВГ-1) для вимірювання вмісту газу. Буріння повинно здійснюватися при наявності газокаротажної станції. Яка забезпечує постійний контроль за вмістом газу в розчині і механічною швидкістю буріння.

10. Бурова бригада повинна бути навчена прийомам і методам по попередженню і ліквідації газоводонафтопроявлень, а також діям на випадок відкритого фонтанування.

### **Висновки за розділом**

1. В цьому розділі спроектована конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.

2. Вибрано породоруйнуючий інструмент та режими буріння.

3. Обгрунтований вибір компоновання бурового снаряду.

4. Здійснений вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.

5. Розглянуто заходи з попередження газопроявлень.



## 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 3.1 Шкідливі та небезпечні фактори при нафтогазовидобуванні

Техногенна діяльність людини, у сфері видобутку, переробки, транспортування та зберігання вуглеводнів завжди впливає на навколишнє середовище та на людину, найчастіше, негативно. Роботи, що пов'язані з розробкою та експлуатацією нафтових та газових родовищ, мають цілий спектр, такого роду, негативних впливів [12].

Величина негативних наслідків залежить від етапу реалізації та масштабу діяльності людини; природних умов у районі її здійснення; чутливості природних об'єктів; а також від ефективності заходів щодо запобігання забруднень; методів пом'якшення наслідків та контролю впливів на довкілля.

Шкідливі та небезпечні фактори на підприємствах нафтогазового комплексу, залежно від причин їх виникнення, можна розділити на кілька груп:

1. Технологічні.
2. Організаційні.
3. Сезонні.
4. Регіональні [12].

До небезпечних факторів технологічного та організаційного походження належать:

– Наявність рухомих машин та механізмів. До цих факторів можна віднести механізми бурових установок, наявність автомобільного та залізничного транспорту та ін.

– Наявність рухомих частин виробничого обладнання. Тут можна відзначити обладнання бурових установок, насоси та інше.

– Наявність пересувних виробів, заготовок, матеріалів. Сюди можна віднести різного роду візки, бочки, ємності з різними матеріалами тощо.

– Наявність гострих кромок, задирок і шорсткостей на поверхнях обладнання, інструменту чи заготовок. Робота на підприємствах нафтогазового комплексу являє собою роботу з металевими виробами, на яких, внаслідок неякіс-

ної обробки або виливки, можуть з'являтися гострі кромки, задирки, а також шорсткі поверхні.

– Розташування робочого місця на значних висотах. Обладнання для видобутку та зберігання нафти досягає значних розмірів, тому для його обслуговування та ремонту потрібно підніматися на значну висоту. До такого обладнання належать: бурові вежі, різного роду трубопроводи, що розташовані на відстані від землі.

– Наявність підвищеної напруги в електричному ланцюзі. Наявність великої кількості обладнання, що потребує значної кількості електроенергії для своєї роботи. Відповідно на родовищах, станціях із перекачки, знаходяться високовольтні підстанції, а також різноманітні електричні щити.

– Наявність підвищеного рівня статичної електрики. Великі обсяги нафти і нафтопродуктів транспортуються за допомогою різноманітних трубопроводів, де внаслідок переміщення даних обсягів виникає статична напруга.

– Відсутність або нестача природного освітлення.

– Наявність підвищеного рівня іонізуючого випромінювання.

– Наявність підвищеного рівня ультрафіолетової радіації.

– Наявність підвищеного рівня інфрачервоної радіації.

– Наявність хімічного фактора (тверді, рідкі, газоподібні речовини). При видобутку та транспортуванні нафтопродуктів застосовуються різного роду хімічні реагенти та присадки. Самі нафтопродукти, при вдиханні їх парів, негативно впливають на живі організми [13].

До шкідливих факторів технологічного та організаційного походження можна віднести [13, 14]:

– Наявність підвищеного рівня шуму на робочому місці. У процесі буріння свердловини, а також при перекачуванні нафти та нафтопродуктів обладнання, що використовується для цих видів робіт, видає підвищений рівень шуму.

– Наявність підвищеного рівня вібрації від різного роду обладнання, що використовується на підприємствах нафтогазового комплексу.

- Наявність підвищеної (зниженої) рухливості повітря.

- Фізичні навантаження. Робота з видобутку вуглеводнів часто пов'язана з підвищеними фізичними навантаженнями.

- Психологічні навантаження. Робота на підприємствах нафтогазового комплексу пов'язана з високим рівнем відповідальності, даний факт виступає в ролі додаткового психологічного навантаження.

- Наявність підвищеної чи зниженої вологості повітря [66]. Дані фактори обумовлені: порушенням технології виробничого процесу, некоректною роботою виробничого обладнання, застосуванням неякісних матеріалів, а також через будь-які організаційні прорахунки (порушення режиму праці та відпочинку тощо) [14].

Регіональні та сезонні шкідливі та небезпечні фактори пов'язані, в основному, з природнокліматичними особливостями регіону, в якому розташоване підприємство. До таких факторів відносяться:

- Наявність підвищеної (зниженої) температури робочих зон.

- Наявність підвищеної рухливості повітря.

- Наявність пилоподібних речовин.

- Наявність патогенних мікроорганізмів (віруси) та макроорганізмів.

- Наявність підвищеної або зниженої вологості повітря (включаючи атмосферні опади) [12].

Окремо варто відзначити високий рівень професійних захворювань у нафтовидобувній галузі, основною причиною яких є безпосередній контакт із нафтопродуктами. Найпоширеніші патології це онкологічні захворювання, такі як: лейкемія, рак шлунка, рак легень, рак ротової порожнини. Також вдихання парів нафтопродуктів викликає репродуктивні захворювання та захворювання дихальної системи. Найчастіше до цих захворювань схильні представники таких спеціальностей як: бурильник, помічник бурильника, оператор бурової установки та представники інших професій, які безпосередньо контактують з нафтопродуктами.

У структурі професійної захворюваності, поряд із негативним впливом нафтопродуктів відзначається також негативний вплив фізичних факторів та факторів функціонального перенавантаження. Дані фактори обумовлені важкими умовами праці.

Головними причинами при розслідуванні професійних захворювань працівників нафтогазової промисловості є [12]:

- Недоліки та недопрацювання при організації робочих місць.
- Недосконалість технологічного процесу.
- Конструктивні недоліки технологічного обладнання.
- Порушення технологічного процесу.
- Порушення техніки безпеки.
- Відсутність засобів індивідуального захисту.

Цілеспрямовані заходи щодо виявлення та профілактики професійних захворювань дозволяють досягти позитивних результатів у покращенні стану здоров'я працівників нафтогазової галузі [14].

Одні й ті ж самі фактори можна віднести до різних груп та видів залежно від характеру їх впливу та причини виникнення. Основним завданням керівництва підприємства є усунення впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів на персонал.

Постійний профілактичний контроль, за станом умов праці на робочих місцях, є одним із засобів попередження виробничого травматизму та здійснюється шляхом оперативного виявлення відхилень від вимог правил та норм безпеки, з вжиттям необхідних заходів щодо їх усунення. Основний принцип контролю за станом умов праці – це регулярні перевірки, які проводять керівники різних рівнів керування виробництвом.

Також на підприємствах мають розроблятися організаційні та технічні заходи щодо усунення впливу шкідливих та небезпечних виробничих факторів.

### 3.2 Заходи зі зменшення виробничого шуму

Джерела шуму на буровому майданчику:

- бурова лебідка;
- компресорна установка;
- дизель-генераторна станція;
- продувні трубопроводи обв'язки устя свердловини.

Пропонується застосування наступних заходів, спрямованих на зменшення рівня виробничого шуму:

- розміщення компресорної установки, в спеціальному звукоізолюючому контейнері;
- встановлення глушників на вихлопні колектори двигунів внутрішнього згорання;
- забезпечення працівників бурової станції протишумовими навушниками.

### 3.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях на підприємствах нафтогазовидобувної галузі

Враховуючи потенційну промислову та екологічну небезпеку технологічних процесів буріння свердловин, видобутку нафти та газу, транспортування вуглеводневої сировини, існує певна ймовірність виникнення позаштатних та аварійних ситуацій, прямо чи опосередковано що впливають на довкілля. Великі обсяги пластових вод, нафти і нафтопродуктів, що виливаються, спричиняють забруднення ґрунту, та водних об'єктів, прориви газопроводів призводять до виникнення вибухів та пожеж, що в свою чергу, призводить до знищення рослинності та загибелі тварин, забруднення атмосфери.

Основними джерелами забруднення компонентів природного середовища внаслідок позаштатних (аварійних) ситуацій можуть бути [15]:

- розгерметизація приймальних ємностей бурового розчину;
- аварійні викиди бурового розчину та пластових флюїдів;

- відкрите фонтанування флюїду;
- прорив на водоводах високого та низького тиску;
- прорив нафтозбірних колекторів;
- прориви на викидних лініях, внутрішньопромислових та міжпромислових трубопроводів;
- розгерметизація аварійно-технологічного резервуару;
- розгерметизація резервуару та пожежа в резервуарному парку.

Аварії з відкритими фонтанами при будівництві та експлуатації свердловин є найбільш складними та небезпечними, й такими, що завдають величезні матеріальні збитки. Особливо небезпечні викиди та відкриті фонтани на нафтових та газових родовищах із наявністю сірководню, а також на родовищах, розташованих на континентальному шельфі і на природних територіях, що охороняються.

Виникненню та розвитку аварійних ситуацій сприяють як зовнішні так внутрішні чинники. Процес розкриття пластів, освоєння, випробування та експлуатації свердловин пов'язаний з внутрішніми небезпеками, зумовленими [15]:

- вибухо- та пожежонебезпечністю середовища;
- внутрішньою енергетикою (вихід нафти та газу йде під тиском, при температурі вище навколишнього середовища);
- ймовірністю відмов обладнання, що працює під тиском, технологічних трубопроводів, арматури, систем контролю та автоматики, що становлять комплекс протифонтанного захисту.

Чинники існуючої зовнішньої небезпеки представлені [15]:

- атмосферними явищами – інтенсивне випадання дощу, низькі температури взимку, снігопад, туман, град, блискавка, посуха;
- природними умовами – повені, розмив ґрунту, zalивання водою, корозійна активність ґрунту, цунамі, селі, лавина;
- техногенними умовами – лісові (торф'яні, лучні) пожежі, падіння літальних апаратів, аварія на сусідньому об'єкті, підземні та інші роботи, пересув-

ний автотранспорт, необережне поводження з вогнем, зварювальні та вогневі роботи, саботаж, диверсія, військові дії.

Вітрові навантаження як причини аварії не розглядаються, оскільки все обладнання та елементи інфраструктури розраховуються на швидкість вітру 40 м/с.

Основним фактором, що сприяє виникненню та розвитку аварій, є наявність пластових флюїдів, що знаходяться під тиском у свердловині. Даний фактор загрожує виникненню такої ситуації, як аварійне розлиття великої кількості небезпечної речовини та утворення хмари паливно-повітряної суміші (ППС) при аварійній розгерметизації обладнання, встановленого на гирлі свердловини.

До основних причин та факторів, пов'язаних з відмовами обладнання, належать [16]:

– Порушення регламенту робіт, при якому можливий викид свердловинної рідини з подальшим витоком нафти зі свердловини та займанням, а при несвоєчасній локалізації – виникненням та розвитком пожежі. Можливе утворення хмари паливно-повітряної суміші з наступним вибухом.

– Фізичне зношування, корозія, механічні пошкодження, температурні деформації обладнання або трубопроводів. При різких перепадах температур (зовнішніх знижених та технологічних підвищених) відбувається взаємодія вологи з металом, що знижує термін служби обладнання, може призвести до аварійної розгерметизації та викиду небезпечних речовин у навколишнє середовище, вибухів та пожеж. Аналіз несправностей і аварій показує, що корозійне руйнування при достатньо міцній конструкції противикидного обладнання та гирлової арматури виявляється ще на стадії опресування обладнання та не призводить до серйозних наслідків. Виникнення аварій найімовірніше за несвоєчасного обпресування обладнання та арматури.

– Припинення подачі енергоресурсів (гідравлічної рідини по превентору), яке, як правило, не призводить до серйозних наслідків, оскільки система дублюється ручним керуванням превенторами. Аварійні ситуації виникають при невчасному поновленні подачі енергоресурсів.

– Зовнішні впливи та небезпеки, пов'язані з ними, мало ймовірні, але можуть призвести до викиду нафти у навколишнє середовище, вибухів та пожеж.

### **Аварійні ситуації, пов'язані з розливом бурового розчину та пластових вод.**

Основними причинами розливів бурового розчину, що містить токсичні компоненти, можуть стати [16]:

- технічні помилки обслуговуючого персоналу;
- порушення правил техніки безпеки.

Аварійною ситуацією може бути руйнування ємності із буровим розчином та прорив високонапірного трубопроводу, що супроводжуються залповим скиданням токсичних компонентів на рельєф місцевості. При цьому відбувається вертикальна фільтрація забруднюючих речовин у водоносні горизонти, і міграція забруднених вод до зони впадання в поверхневий водотік.

Для попередження та локалізації розливів бурових розчинів передбачаються такі заходи:

- організація обвалування по периметру бурового майданчика, а також котлованів та комор з гідроізоляцією дна та стін;
- влаштування герметизованих підлог у складах для зберігання хімреагентів;
- механізація робіт зі зливу розливів у ємності;
- організація пунктів з миття та чищення ємностей з-під шкідливих речовин.

Для ліквідації наслідків аварій, пов'язаних із викидом пластової рідини, на буровій повинен бути передбачений дворазовий запас бурового розчину та резерв хімреагентів для регулювання властивостей бурового розчину (обтяження) з розрахунку приготування розчину в кількості, що дорівнює обсягу свердловини. Хімреагенти повинні зберігатися в складі, що окремо стоїть.

Об'єкти нафтогазового комплексу займають чималі площі земельних ресурсів. Аварійні ситуації, виникнення яких можливе на територіях, де розташовані нафтогазові об'єкти, можуть завдавати значного впливу на стан навколиш-



нього природного середовища, а також на життя та здоров'я місцевого населення та працівників підприємства. Забезпечення безпеки для об'єктів нафтогазової галузі є першочерговим і дуже важливим завданням. Безпека виробничого процесу залежить від системи забезпечення безпеки, яка використовується на підприємстві [16].

Комплексна безпека об'єктів нафтогазового комплексу включає правові, інженерні, організаційні, програмні та силові методи та засоби, які спрямовані на забезпечення безпеки об'єктів нафтогазового комплексу. Застосування цих методів та засобів для забезпечення безпеки виробничого процесу дозволяє підприємству у повному обсязі сконцентруватися на виробничій діяльності, пов'язаній із видобутком, підготовкою та транспортуванням вуглеводневих ресурсів [15].

Комплексне застосування системи забезпечення безпеки виробничого процесу сприяє своєчасному розпізнаванню та запобіганню потенційним небезпекам на території підприємства [16]. Так, наприклад, для забезпечення комплексної безпеки технологічного процесу застосовуються спеціальні телекомунікаційні системи (наприклад, відеокамери), що дозволяють вести спостереження за технологічним процесом на досить великій відстані і достатньо протяжній території. Таким чином, це дозволяє своєчасно виявляти порушення вимог безпеки та застосовувати запобіжні заходи. Також це дозволяє більш детально проводити аналіз ситуацій, що склалися.

На нафтогазових об'єктах є досить велика кількість приміщень з наявністю вибухонебезпечного середовища, у таких приміщеннях необхідно встановлювати спеціальні сигналізуючі та аналізуючі пристрої концентрації газоподібних речовин.

Дуже важливими критеріями оцінки ефективності системи забезпечення безпеки праці працівників підприємства нафтогазової галузі є критерії соціальної, економічної, технологічної та екологічної складової, які дозволяють всебічно оцінити функціонування системи охорони праці під час проведення робіт на виробничому об'єкті.

Охорона праці для підприємств нафтогазового комплексу має дуже чітко дотримуватися [15]. Важливо вести контроль за відповідністю існуючих показників санітарних норм та правил у сфері безпеки.

Нафтогазові компанії важливе значення відводять безпеці працівників та навколишньому середовищу.

До основних принципів охорони праці та забезпечення системи безпеки підприємств нафтогазового комплексу належать:

- запобігання можливості настання інцидентів в області безпеки;
- ідеї охорони праці та промислової безпеки повинна мати першочергове значення;
- дотримання принципів охорони праці та промислової безпеки, а також дотримання нормативно-правових актів, що застосовуються, обов'язкових для кожного співробітника організації;
- необхідність змінюваності та контрольованості показників ефективності в галузі охорони праці та промислової безпеки.

### **Висновки за розділом**

1. В розділі здійснений аналіз та небезпечних факторів при нафтогазовидобуванні.
2. Наведені заходи зі зменшення виробничого шуму.
3. Розглянуті заходи щодо безпеки в надзвичайних ситуаціях на підприємствах нафтогазовидобувної галузі.

## 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

### 4.1 Загальні положення

Охорона навколишнього природного середовища при проведенні пошуково-розвідувальних робіт, будівництва свердловин, облаштування і розробки родовищ нафти і газу повинна здійснюватись відповідно до Законів України “Про охорону навколишнього середовища”, “Про охорону атмосферного повітря”, Водного Кодексу України, Земельного Кодексу України, Лісового Кодексу України, законодавства про охорону і використання рослинного і тваринного світу та інших нормативно-правових актів, що стосуються охорони природного середовища, чинними будівельними, санітарними, протипожежними нормами і правилами.

Охорона навколишнього природного середовища повинна передбачати комплекс організаційних і техніко-технологічних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки населених пунктів, раціональне використання земель, вод, запобігання забруднення поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря, збереження лісових масивів, заказників, охоронних зон тощо.

Оцінка впливу на навколишнє природне середовище (ОВНС) господарської діяльності підприємств і організацій при розвідці, розбурюванні і розробці родовищ нафти і газу повинна здійснюватись згідно з державними будівельними нормами України і виконується в проектах на будівництво свердловин і проектах облаштування родовищ нафти і газу.

Охорона навколишнього природного середовища в процесі розбурювання і розробки родовищ нафти і газу на континентальному шельфі Чорного і Азовського морів здійснюється згідно з правилами по безпечному веденню робіт на морських стаціонарних платформах і плавучих бурових установках.

Відповідальність за охорону навколишнього природного середовища покладається на керівників підприємств і організацій, які здійснюють розвідку, розбурювання і розробку родовищ нафти і газу.

Контроль за виконанням правил, положень, стандартів, норм і інструкцій з охорони навколишнього природного середовища при розвідці, розбурюванні і розробці родовищ нафти і газу здійснюється компетентними органами виконавчої влади, санітарно-епідемічними службами, інспекціями рибоохорони тощо.

#### **4.2 Охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу**

Охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу повинна здійснюватись у відповідності з ГСТУ 41-00032626-00-007-97 на всіх етапах циклу будівництва свердловини:

- підготовка майданчика;
- монтаж бурової установки;
- буріння свердловини;
- освоєння свердловини;
- демонтаж бурової установки.

Заходи з охорони навколишнього природного середовища в процесі буріння пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин на родовищах нафти і газу повинні бути спрямовані на запобігання забруднення всіх складових навколишнього природного середовища (грунтів, поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря) буровими розчинами і хімреагентами, продуктами освоєння свердловин (нафтою, газом, газовим конденсатом і пластовою водою), вибуреною породою (шламом) і буровими стічними водами (БСВ), паливно-мастильними матеріалами (дизельним паливом і мастилами), продуктами згорання палива і іншими забруднюючими речовинами.

Заходи з охорони навколишнього природного середовища повинні включати:

- вирівнювання і обвалування бурових майданчиків, емностей з нафтопродуктами і хімреагентами;

- застосування для зберігання бурових розчинів (промивальної рідини) і вибуреної породи (шламу) розбірних металевих (залізобетонних) ємностей або земляних амбарів з обов'язковою гідроізоляцією їх стінок і днища;
- багаторазове використання бурового розчину, при необхідності, його нейтралізацію і захоронення безпосередньо на свердловині або вивіз його і шламу в спеціально відведені місця (сховища);
- збір, очищення і повторне використання бурових стічних вод і їх закачування в підземні водоносні горизонти після закінчення будівництва свердловини;
- раціональне використання і обов'язкову рекультивацію землі після закінчення будівництва свердловини;
- створення сітки контрольних пунктів для спостереження за складом поверхневих і підземних вод, приземного шару атмосфери, а також, при необхідності, ґрунтів в межах санітарно-захисних зон свердловин, що будуються, обов'язково, а за їх межами – за узгодженням із органами Мінекології.

При бурінні свердловин на родовищах нафти і газу, на території яких є зони санітарної охорони, заповідники, а також розташованих в акваторіях моря, повинен застосовуватись безамбарний спосіб циркуляції, очищення та зберігання бурового розчину.

Проектна документація на будівництво свердловин в обов'язковому порядку повинна містити частини, в яких передбачено питання охорони навколишнього природного середовища і рекультивацію землі (технічну і біологічну).

Проектна документація на будівництво свердловин, в частині охорони навколишнього природного середовища, повинна бути погоджена з місцевими органами Мінекології і природних ресурсів та санітарно-епідеміологічної служби.

При бурінні розвідувальних і експлуатаційних свердловин в акваторіях моря заходи з охорони морського середовища і атмосферного повітря повинні

включати в себе спеціальні технології і обладнання для збору, очищення і утилізації бурового розчину і вибуреної породи (бурового шламу), бурових стічних вод і продукції, що утворюється при випробуванні і освоєнні свердловин, вихлопних газів від двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ), сміття морських платформ.

Для запобігання забруднення морського середовища при бурінні свердловин в акваторіях Чорного і Азовського морів конструкція свердловин повинна передбачати перекриття всієї товщини моря (спеціальним блок-кондуктором).

Вибурена порода (шлам), відпрацьований буровий розчин, сміття морських платформ вивозяться суднами на берег і захороняються в спеціальних шламонакопичувачах та сміттєзвалищах, а бурові стічні води (БСВ) закачуються в підземні горизонти через поглинальні свердловини.

Для запобігання забруднення підземних горизонтів питної води при бурінні розвідувальних і експлуатаційних свердловин водоносний горизонт повинен розкриватись на спеціальних розчинах, які не містять хімічних реагентів I та II класу небезпеки відповідно до ГОСТ 12.1.007-76, з наступним перекриттям їх кондуктором.

### **4.3 Охорона навколишнього природного середовища при розробці родовищ нафти і газу**

Охорона навколишнього природного середовища при розробці родовищ нафти і газу повинна здійснюватись як при проведенні дослідно-промислової, так і промислової розробки.

В технологічних проектних документах на облаштування родовищ нафти і газу передбачаються (розробляються) основні заходи з охорони навколишнього природного середовища та погоджуються з місцевими органами Мінекології і природних ресурсів.

Заходи з охорони навколишнього природного середовища в процесі експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин, проведення на них підземних і капітальних ремонтів та методів інтенсифікації видобування нафти і газу, при

зборі, промисловій підготовці і транспорті продукції свердловин повинні бути спрямовані на запобігання забруднення землі, поверхневих і підземних вод, атмосферного повітря, рослинного і тваринного світу (флори і фауни) нафтою, газом, конденсатом, промисловими стічними і супутньо-пластовими водами, хімічними реагентами і поверхнево-активними речовинами (ПАР), які застосовуються в технологічних процесах видобутку нафти і газу, та іншими забруднювачами, а також раціональне використання землі і прісної води.

Заходи з охорони навколишнього природного середовища повинні включати:

- застосування закритої герметизованої системи збору, промислової підготовки і транспорту продукції свердловин;
- повну утилізацію розчиненого (нафтового) газу, використання замкнутої системи газопостачання при газліфтній експлуатації свердловин;
- повну утилізацію супутньо-пластових вод шляхом закачування їх в продуктивні пласти з метою підтримання пластового тиску або в підземні поглинальні горизонти;
- обладнання видобувних і нагнітальних свердловин вибійними і устєвими відсікачами з метою запобігання витікання нафти, газу, закачуваних в свердловину робочих агентів при розгерметизації устєвого обладнання і прориві трубопроводів;
- застосування антикорозійного покриття, інгібіторів для запобігання корозії свердловин, нафтопромислового обладнання і трубопроводів, бактерицидів для обробки закачуваної в продуктивні пласти води з метою запобігання насичення її сульфатовідновлювальними бактеріями;
- швидку ліквідацію аварійних розливів нафти, конденсату, будівництво нафтовловлювачів на річках і зливових стоків;
- виключення при нормальному веденні технологічних процесів попадання на землю, у поверхневі і підземні води питного водопоста-

чання кислот, лугів, ПАР, полімерних розчинів і інших хімреагентів, що використовуються в технологічних процесах видобування нафти і газу, підвищення нафтогазоконденсатовилучення і для інших цілей;

- створення сітки контрольних свердловин і пунктів для спостереження за складом поверхневих і підземних вод;
- організацію регулярного контролю за станом свердловин і трубопроводів;
- екологічний моніторинг на всьому процесі розробки родовищ нафти і газу.

При розробці родовищ нафти і газу на шельфі Чорного і Азовського морів основна увага повинна бути зосереджена на запобіганні забруднення морського середовища різними забруднювачами. При проведенні підземних і капітальних ремонтів, методів інтенсифікації видобування нафти і газу повинна застосовуватись замкнута система циркуляції промивальної рідини і спеціальне обладнання для відмивання піску від нафти, очищення супутніх пластових вод.

Тверді відходи (пісок, порода), сміття з морських платформ вивозяться суднами на берег і захороняються в спеціально відведених місцях.

Супутньо-пластові води, які утворюються при видобуванні вуглеводнів, повертаються в підземні горизонти через нагнітальні свердловини для підтримання пластового тиску (ППТ) або в поглинальні свердловини.

Скидання супутньо-пластових вод в морське середовище допускається тільки за умов їх очищення до якості, яка відповідає вимогам чинних нормативно-правових актів.

### **Висновки за розділом**

1. В розділі розглянуто охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу.

2. Наведено специфіку охорони навколишнього природного середовища при розробці родовищ нафти і газу.



## ВИСНОВКИ

1. Богородчанське газове родовище розташоване в Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 5 км від смт. Богородчани та приурочене до Богородчанського підняття, яке являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Розміри північно-західного блоку складки 1,3-1,5 км.
2. В теперішній час родовище працює переважно як газосховище.
3. Розглянуті гірничо-геологічні умови буріння свердловин. Важливою особливістю цього родовища є його невелика глибина. Газоносні пісковики доломіти та ангідрити залягають на глибині 1240-1520 м.
4. В цьому розділі спроектована конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.
5. Вибрано породоруйнуючий інструмент та режими буріння.
6. Обґрунтований вибір компонування бурового снаряду.
7. Здійснений вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
8. Розглянуто заходи з попередження газопроявлень.
9. В розділі здійснений аналіз та небезпечних факторів при нафтогазовидобуванні.
10. Наведені заходи зі зменшення виробничого шуму.
11. Розглянуті заходи щодо безпеки в надзвичайних ситуаціях на підприємствах нафтогазовидобувної галузі.
12. В розділі розглянуто охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин на родовищах нафти і газу.
13. Наведено специфіку охорони навколишнього природного середовища при розробці родовищ нафти і газу.

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ**

1. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Основи нафтогазової інженерії: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХПІ» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.
5. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
6. Дудля М.А., Садовенко І. О. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин: Підручник. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет». 2007. – 399 с.
7. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П.Вирвінський, Ю.Л.Кузін, В.Л.Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. – 368 с.
8. Пряма й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин: Монографія / Давиденко О.М, Ігнатов А.О. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д.: ДВНЗ «НГУ», 2012. – 101с.
9. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
10. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
11. 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.

12. Правила розробки нафтових і газових родовищ: Затв. 15.03.2017 №118  
Міністерство екології та природних ресурсів України.

13. ГОСТ 12.1.002.84. Допустимі рівні впливу на працівників і вимоги до  
проведення контролю на робочих місцях.

14. ДСанПін 2.2.7.029-99 Гігієнічні вимоги щодо поводження з промисло-  
вими відходами та визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення.

15. НПАОН 11.1-1.20-88 «Правила безпеки в нафтогазовидобувній проми-  
словості України», Харків, 2008 р.

16. ДСТУ-П ОHSAS 18001:2006 Системи управління безпекою та гігієною  
праці. Вимоги (OHSAS 18001:1999, IDT).

## ДОДАТКИ

## Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	59	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Богородчанське газове 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	