

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Геологорозвідувальний факультет  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студента Дриголи Максима Андрійовича  
академічної групи 185м-18-2 ГРФ  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
спеціалізації \_\_\_\_\_  
за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему: «Удосконалення технології буріння свердловин для умов  
Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією  
прихватів бурильного інструменту».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці				
Економічний	Коровяка Є.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Коровяка Є.А.			

Дніпро  
2019

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння

к.т.н. Коровяка Є.А.

« \_\_\_\_\_ » 2019 року

**ЗАВДАННЯ  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню магістра**

студенту Дригола М.А. академічної групи 185м-18-2 ГРФ  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
спеціалізації

за **освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»

на тему: «Удосконалення технології буріння свердловин для умов  
Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією  
прихватів бурильного інструменту»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ 2019 р. № \_\_\_\_\_ -Л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Аналітичний огляд умов буріння Комишнянського газоконденсатного родовища	31.09.2019
	Удосконалення технології буріння свердловин для умов Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією прихватів бурильного інструменту	16.11.2019
Економічний	Обґрунтування економічної ефективності	16.12.2019
Охорона праці	Розробка заходів по охороні праці та техніці безпеки	16.12.2019

Завдання видано

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії

20.12.2019р.

Прийнято до виконання

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Дригола М.А.

(прізвище, ініціали)

## Реферат

### ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ПРИХВАТИ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТА

Пояснювальна записка: 100 стор., 5 рис., 29 табл., 61 джерел.

Кваліфікаційна робота присвячена удосконалення технології буріння свердловин для умов Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією прихватів бурильного інструменту.

Основні завдання роботи: аналітичний огляд умов буріння Комишнянського газоконденсатного родовища; удосконалення технології буріння свердловин для умов Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією прихватів бурильного інструменту; обґрунтування економічної ефективності та розробка заходів по охороні праці та техніці безпеки.

Об'єктом дослідження даної роботи є прихвати бурильного інструменту та засоби їх ліквідації, а предметом дослідження – технології буріння для умов Комишнянського газоконденсатного родовища.

Інноваційність: проведено модернізацію нафтової вани с допоміжними домішками.

Практичне значення полягає в розробці засобів ліквідації прихватів бурильного інструменту.

Економічний ефект: запропонована технологія ліквідації флюїдопроявлення для умов Комишнянського газоконденсатного родовища дозволить заощадити - 5000000 грн.

## Зміст

ВСТУП.....	5
1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	6
1.1 Загальні відомості про район проектних робіт.....	6
1.2 Геологічна характеристика району робіт.....	7
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловини.....	10
1.4 Методи розкриття і випробування продуктивних горизонтів.....	14
2. Техніко технологічна частина.....	16
2.1 Проектування конструкції свердловини, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту.....	16
1. Вибір й обґрунтування конструкції свердловини .....	16
2. Розрахунок профілю свердловини.....	18
3. Кріплення свердловини.....	23
4. Вибір способу буріння .....	29
5. Вибір бурового та енергетичного устаткування .....	30
6. Вибір бурильної колони .....	32
2.2 Технологія буріння .....	38
1. Промивка свердловини.....	38
2. Вибір типу бурових розчинів.....	43
3. Заходи по попередженню та ліквідації аварії при бурінні.....	45
3. Спеціальна частина.....	65
4. Охорона праці та довкілля.....	90
5. Висновок.....	98
6. Список використаної літератури.....	99

## ВСТУП

Ця дипломна робота представляє порядок виконання бурових робіт при спорудженні розвідувальної свердловини № 506 Комишнянського ГКР.

Мета проектних робіт - оцінка та розробка горизонту В-22<sub>н2</sub> візейського ярусу нижнього карбону.

Свердловина вертикальна, допустиме відхилення вибою 61 м.

Свердловина № 506 Комишнянського ГКР закладається на території Миргородського району Полтавської області за такими географічними координатами:

Координати устя

50° 09' 23,07" Пн.Ш

33° 42' 30,68" Сх.Д

Рівень поверхні землі – 170,5 м над рівнем моря. Середньорічна кількість опадів 632 мм, переважаючий напрямок вітру – північний, найбільша швидкість вітру до 10 м/с. Середньорічна температура повітря 8,1-20,7°С. Тривалість опалювального періоду 187 дб. Водопостачання для буріння здійснюється з пробуреної водяної свердловини, відстань до якої 200 м. Енергопостачання бурової установки проводиться за рахунок двигунів внутрішнього згоряння і дизель-генераторів.

# 1.ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Загальні відомості про район проектних робіт.

Родовище, площа	Комишнянське
Номер свердловини	506
Адміністративне положення:	
- держава	Україна
- область	Полтавська
- район	Миргородський
- найближчі населені пункти	с.Сажки
Рік вводу родовища в експлуатацію	
Температура повітря, °С:	
- середньорічна	+ 8,1
- середня самого жаркого місяця	+ 20,7
- середня самого холодного місяця	- 4,3
Середньорічна кількість опадів, мм	632
Максимальна глибина промерзання ґрунту, м	1,1
Тривалість опалювального періоду в році, діб	187
Тривалість зимового періоду в році, діб	120
Азимут переважаючого напрямку вітру	північний
Швидкість вітру (повторюваність якого складає 5 %), м/с	10
Відомості про буровий майданчик і під'їзні шляхи:	
- рельєф і стан місцевості	слабогорбиста рівнина,
порізана	ярами та балками
- товщина снігового покриття, см	90
- товщина ґрунтового шару, см	60
- рослинне покриття	-
- класифікація, група і стан ґрунтів	Черноземи опідзоленими і
сірими	слабореградovани та темно-
	сильнореградovани
	легкосуглинковими
Характеристика під'їзних доріг:	
- характер покриття	залізобетонні плити
Розміри земельних ділянок, що відводяться в тимчасове користування:	
- для бурового майданчика	2,829 га
Джерела:	
- водозабезпечення	водяна свердловина на
	майданчику бурової
- енергозабезпечення	ДВЗ
- зв'язку	мобільний зв'язок, інтернет



## 1.2. Геологічна характеристика району работ.

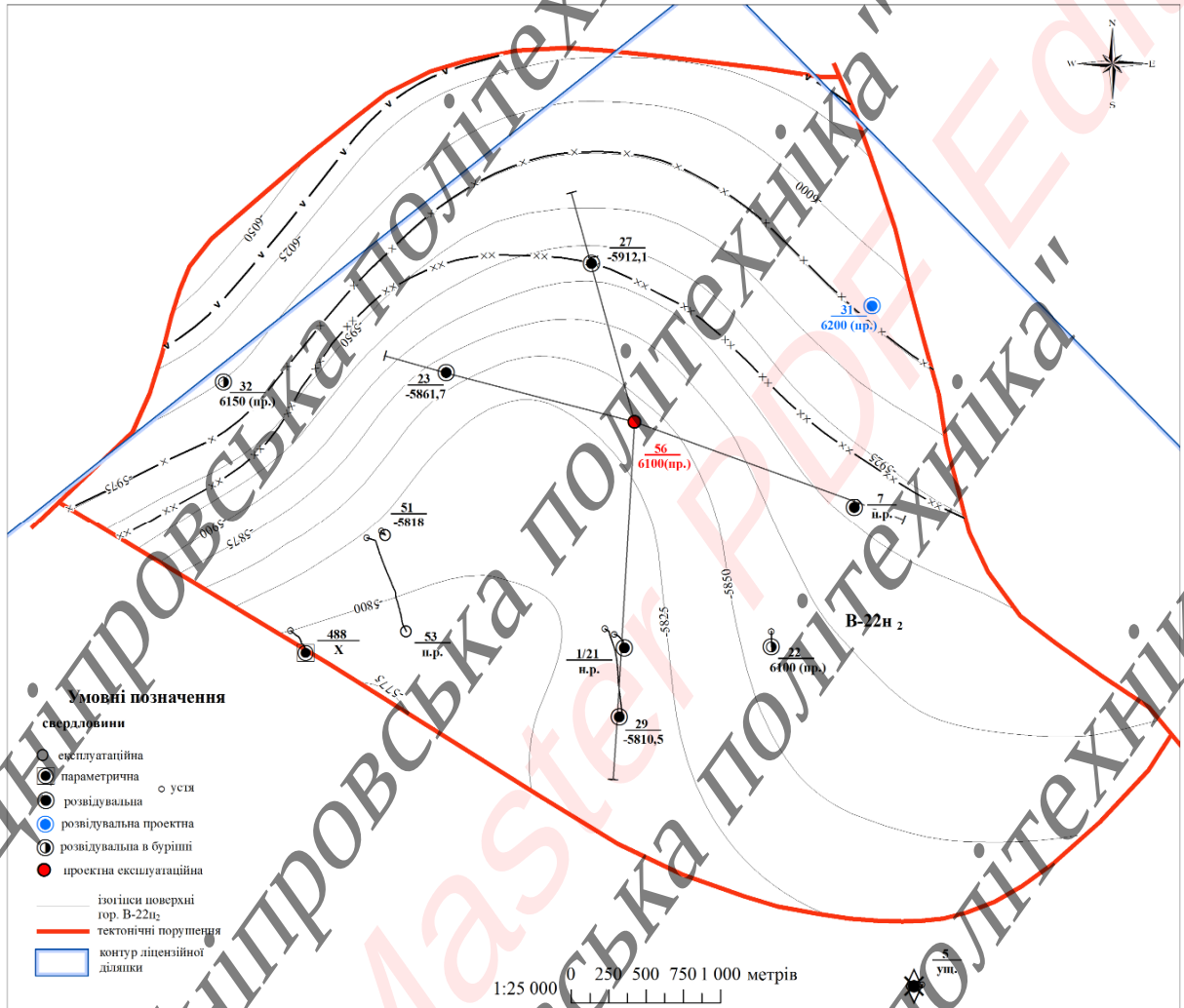


Рисунок 1 – Структурна карта покрівлі проникної частини продуктивного горизонту В-22н<sub>2</sub>

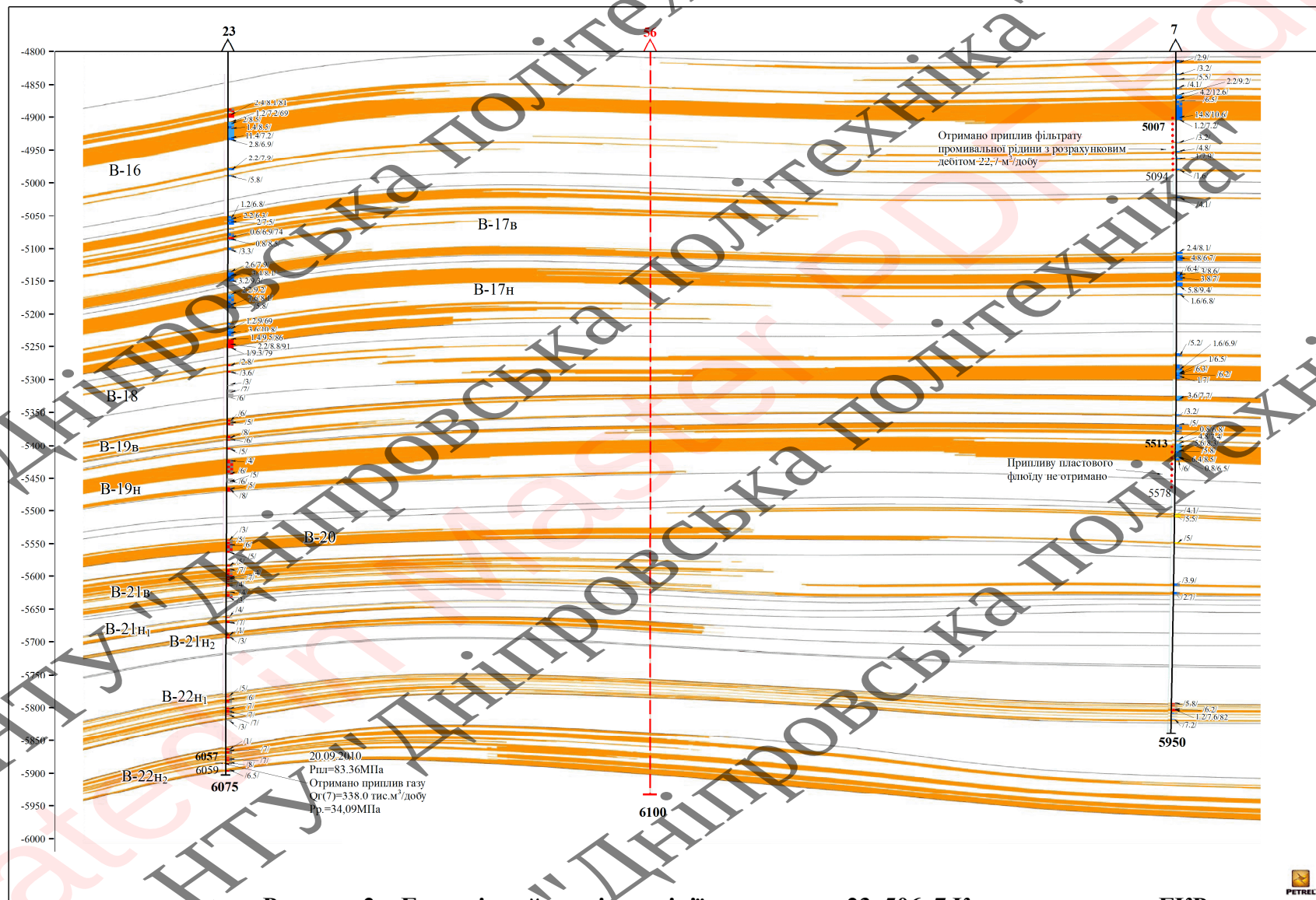
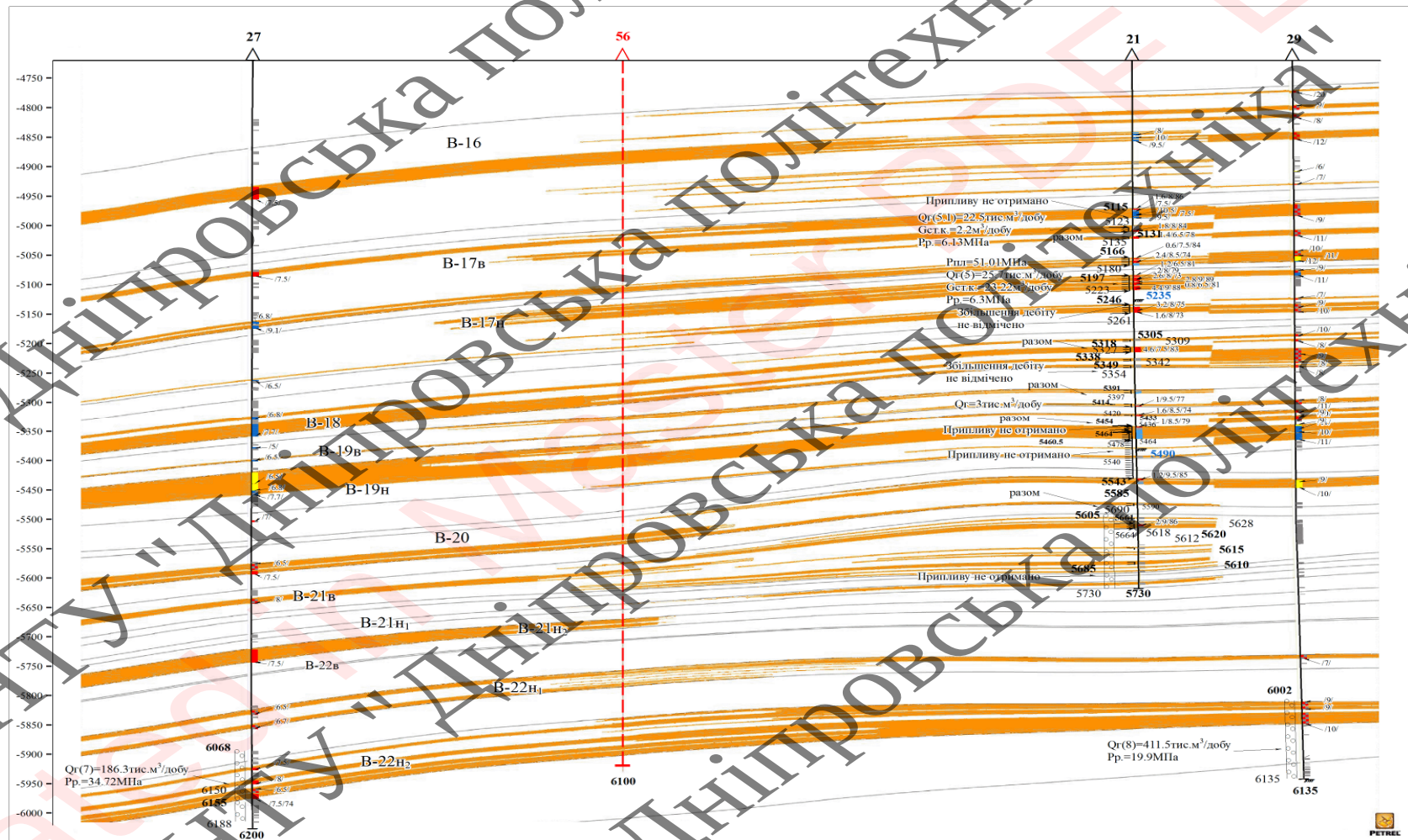


Рисунок 2 – Геологічний розріз по лінії свердловин 23, 506, 7 Комишнянського ГКР





Рисунок 3 – Геологічний розріз по лінії свердловин 27, 506, 29 Комишнрянського ГКР



### 1.3. Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

Таблиця 1.3 - гірничо-геологічні умови буріння свердловини

Назва та індекс стратиграф ічн. підрозділів	Глибина по вертикалі/ по стволу		Гradient очікувано го тиску, МПа/м×100	Темпер. в кінці інтерв., °С	Коротка літологічна характеристика	Кут пад. пластів, градус	Можливі ускладнення
	Від	До					
Q+N+P	0	380	0,86	15	Лес, суглинки гідрослюдисті, монтморилонітові. Пісковики кварцові, глауконітові, кремністі, з друзами гіпсу, з галькою. Глини гідрослюдисті. Піски кварцові, глауконітові, фосфоритові, глинисті. Мергелі. Алевроліти. Гальки фосфоритові	2	Част.погл., звуж. ств., обвали
K <sub>2</sub>	380	860	0,93	26	Крейда пишуга. Мергелі крейдоподібні. Глини вапнисті. Піски та пісковики карбонатні, з фосфоритами.	2	Част.погл., звуж. ств., обвали
K <sub>1</sub>	860	1000	0,94	30	Піски глауконітові, карбонатні, глинисті, кварцові та слюдисті. Алевроліти вуглисті. Глини вуглисті, слюдисті, безкарбонатні.	2	Част.погл., звуж. ств., обвали
J <sub>3</sub>	1000	1320	0,96	37	Глини, аргіліти гідрослюдисті, каолініт-гідрослюдисті, іноді вапнисті. Алевроліти вапнисті. Мергелі гідрослюдисті, бейделітові, алевритісті. Піски кварц-польовошпатові.	2	Част.погл., звуж. ств.,

					Пісковики поліміктові, кварц-глауконітові, вапнисті. Вапняки органогенні, хемогенні. Прошарки бурового вугілля.		сальн.утв.
--	--	--	--	--	---	--	------------

Таблиця 1.3 - гірничо-геологічні умови буріння свердловини

J <sub>2</sub>	1320	1500	0,97	41	Глини, аргіліти гідрослюдисті, каолінові, вуглисті, вапнисті. Алевроліти, піски, пісковики кварц-польовошпатові. Вапняки зливні, глинисті, органогенні. Вугілля буре.	2	Част.погл., звуж. ств., сальн.утв.
T <sub>2-3</sub>	1500	2090	1,0	55	Глини, аргіліти каолінові, гідрослюдисті, безкарбонатні, карбонатні, залізисті. Пісковики. Вапняки кальцитові, іноді доломітові, піскуваті. Алевроліти. Конгломерати.	2	Част.погл., звуж. ств., сальн.утв., осипи
T <sub>1</sub> <sup>dr</sup>	2090	2310	1,01	60	Глини, аргіліти слабокарбонатні, піритизовані. Алевроліти кварц-польовошпатові. Пісковики. Прошарки вапняків оолітових з уламками ангідриту, прожилки гіпсу. Конгломерати, галечники.	2	Част.погл., звуж. ств., осипи
P <sub>1</sub> <sup>sl</sup>	2310	2380	1,01	61	Ангідрити глинисті, доломітисті, вапнисті, засолонені. Доломіти глинисті, органогенно-детритові, підвищено вміст стронцію. Проверстки ракушняків. Глини соляні,	2	Жолобоутв., уступоутв.,

					ангідритисті, доломітисті, вапнисті.		каверноутв., скрив. ств.
P <sub>1</sub> <sup>nk</sup>	<b>2380</b>	<b>2430</b>	<b>1,01</b>	<b>62</b>	Сіль-галіт середньо-крупнозернистий. Ангідрити галітисті, доломітисті, глинисті. Гіпсо-ангідрити. Глини карбонатні, алевролітові. Доломіти глинисті, алеврїтисті, вапнисті, галітисті. Вапняки органогенно- уламкові, детритові, доломітисті, алевроліто- глинисті.	<b>2</b>	Жолобоутв., уступоутв., каверноутв., скрив. ств.
P <sub>1</sub> <sup>kt</sup>	<b>2430</b>	<b>2540</b>	<b>1,01</b>	<b>65</b>	Алевроліти глинисті, карбонатні. Аргіліти. Вапняки. Пісковики глинисті, карбонатні. Глини гідрослюдисті, хлоритові. Конгломерати.	<b>2</b>	Част. погл., звуж. ств., осипи

**Таблиця 1.3 - гірничо-геологічні умови буріння свердловини**

C <sub>3</sub>	<b>2540</b>	<b>3180</b>	<b>1,04</b>	<b>80</b>	Пісковики кварц-польовошпатові, слюдисті, різнозернисті. Алевроліти кварц- польовошпатові, слюдисті. Аргіліти. Пропасти вугілля. Вапняки детритусові, доломітизовані, глинисті.	<b>2</b>	Част. погл., звуж. ств., осипи
C <sub>2m</sub>	<b>3180</b>	<b>3620</b>	<b>1,05</b>	<b>90</b>	Аргіліти гідрослюдисті, хлорит-гідрослюдисті, монтморилоніт-хлоритові, алеврїтисті, часто	<b>2</b>	Част. погл.,

					карбонатні. Пісковики. Алевроліти мезоміктові, карбонатні. Вапняки детритусові, часто брекчевидні. Вугілля кам'яне, газове, жирне.		звуж. ств., осипи
C <sub>2b</sub>	<b>3620</b>	<b>4200</b>	<b>1,07</b>	<b>103</b>	Аргіліти гідрослюдисті, алевритисті, шаруваті. Алевроліти поліміктові, кварцові, польвошпат-кварцові, ооліт-кварцові. Пісковики поліміктові, кварцові, польвошпат-кварцові, ооліт-кварцові, різнозернисті. Вапняки органогенно-детритові схванокристалічні, кристалічно-зернисті.	<b>2</b>	Част.погл., звуж. ств., осипи
C <sub>1S2</sub>	<b>4200</b>	<b>4540</b>	<b>1,07</b>	<b>111</b>	Аргіліти гідрослюдисті, вапнисті, безкарбонатні, алевритисті, глиноподібні, міцні тріщинуваті. Алевроліти слюдисті, слюдисто-кварцові, з вуглистим детритом. Вапняки шламкові, детритусово-алевритисті, глинисті. Пісковики слюдисто-кварцові, слюдисті, поліміктові, дрібнозернисті.	<b>2</b>	Част.погл., звуж. ств., осипи
C <sub>1S1</sub>	<b>4540</b>	<b>4860</b>	<b>1,08</b>	<b>118</b>	Аргіліти гідрослюдисті, з вуглистим детритом. Алевроліти слюдисто-кварцові, глинисті з рослинним детритом. Одиначні прошарки вапняків дрібнозернистих з включенням піриту, доломітизовані, вуглисті, глинисті. Пісковики кварцові.	<b>2</b>	Част.погл., звуж. ств., осипи



Таблиця 1.3 - гірничо-геологічні умови буріння свердловини

C <sub>1v2</sub>	4860	4990	1,09	147	<p>Аргіліти, алевроліти гідрослюдисті.</p> <p>Вапняки</p> <p>Пісковики польовошпат-кварцові.</p> <p>Вугілля кам'яне, слабометаморфізоване.</p>	2	<p>Част.погл., звуж. ств., осипи, газопроявл.</p>
B-16 (C <sub>1v2</sub> )	4990	5190	1,019	123			
B-17В (C <sub>1v2</sub> )	5190	5290	1,09	127			
B-17Н (C <sub>1v2</sub> )	5290	5450	1,11	130			
B-18 (C <sub>1v2</sub> )	5450	5490	1,07	133			
B-19В (C <sub>1v2</sub> )	5490	5540	1,08	134			
B-19Н (C <sub>1v2</sub> )	5540	5700	1,08	136			
B-20 (C <sub>1v2</sub> )	5700	5730	1,09	138			
B-21В (C <sub>1v2</sub> )	5730	5810	1,22	140			
B-21Н <sub>1</sub> (C <sub>1v2</sub> )	5810	5840	1,22	141			
B-21Н <sub>2</sub> (C <sub>1v2</sub> )	5840	5880	1,21	142			
B-22В (C <sub>1v2</sub> )	5880	5940	1,28	142			
B-22Н <sub>1</sub> (C <sub>1v2</sub> )	5940	6020	1,3	144			

<b>B-22H<sub>2</sub></b> <b>(C<sub>1V2</sub>)</b>	<b>6020</b>	<b>6070</b>	<b>1,05</b>	<b>147</b>			
--	-------------	-------------	-------------	------------	--	--	--

HTU "Дніпровська політехніка"

HTU "Дніпровська політехніка"

HTU "Дніпровська політехніка"

HTU "Дніпровська політехніка"

Created in Master PDF Editor

## 1.4 МЕТОДИ РОЗКРИТТЯ І ВИПРОБУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Таблиця 1.4 - випробування пластів на приплив

Індекс горизонту		Інтервали перфорації				Тип об'єкта	Пластовий тиск у покрівлі інтервалу МПа/кгс   см	Проникність мД	Характер припливу
стратиграфічного	Продуктивного	покрівля	підшва	Потужність	вирізово				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
(C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> )	B-22H <sub>2</sub>	6020	6070	50	20	Газоконденсатний	63.04 / 643	Нижч 0,1	Фонтануючий
(C <sub>1</sub> V <sub>2</sub> )	B-22H <sub>1</sub>	5940	5970	30	30	Газоконденсатний	77.24 / 788	Нижч 0,1	Фонтануючий

Буріння ведеться до проектної глибини з послідуочим спуском обсадних колон до вибою і цементування до устя. Дана конструкція вибою потрібна для ізоляції продуктивного горизонту від верхніх водоносних горизонтів з метою попередження між пластових перетоків. Перфорацію обсадної колони проводимо за допомогою кумулятивного перфоратора в інтервалах: 6020-6070м; 5940-5970м.

## 2. ТЕХНІКО ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Проектування конструкції свердловини, вибір способу буріння та бурового устаткування й інструменту

#### 1. Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Проектний геологічний розріз свердловини характеризується ускладненими гірничо-геологічними умовами буріння. При бурінні будуть розкриватися відклади антропогену, неогену, палеогену, крейди, юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, середнього та нижнього карбону, в яких можливі осипання та обвали порід, часткові поглинання бурового розчину, звуження та викривлення ствола свердловини, утворення сальників, жолобів, каверн і виступів, а також газопроявлення з глибини 4990 м.

Оскільки продуктивні горизонти в інтервалі 4990-6070 м вміщують від 1,93 до 4,53 % CO<sub>2</sub>, робочим проектом передбачено ряд додаткових заходів по захисту обслуговуючого персоналу.

Покрівля газоносних горизонтів очікується на глибині 4990 м. Пластові тиски до глибини 4990 м близькі до гідростатичних з градієнтами від 0,0086 до 0,0119 МПа/м. Пластові тиски в покрівлі продуктивних горизонтів складають:

59,26	МПа на глибині 4990м;	69,91	МПа на глибині 5730м;
56,60	МПа на глибині 5190м;	70,68	МПа на глибині 5810м;
58,80	МПа на глибині 5290м;	70,92	МПа на глибині 5840м;
58,45	МПа на глибині 5450м;	75,28	МПа на глибині 5880м;
59,23	МПа на глибині 5490м;	77,24	МПа на глибині 5940м;
59,70	МПа на глибині 5540м;	63,04	МПа на глибині 6020м;
61,98	МПа на глибині		5700м;

Виходячи з геологічного розрізу, пластових тисків, які очікуються, вимог надійної ізоляції горизонтів з прісними водами, а також враховуючи умови буріння та можливість подальшої експлуатації свердловини № 506 Комишнянського ГКР, для її проводки прийнята така конструкція:

Назва колони	Діаметр колони, мм	Інтервал установки, м
Кондуктор	508	0-380
Проміжна колона	340	380-2540
Проміжна колона	245	2540-4940
Експлуатаційна колона	178	4940-5720
Хвостовик	127	5670-6100

Глибини спуску кожної з обсадних колон остаточно приймати згідно фактичної глибини залягання відповідних стратиграфічних комплексів, призначених

для перекриття. Фактичні глибини залягання визначаються за результатами геофізичних досліджень свердловини.



Таблиця 2.1 - Конструкція свердловини

Найменування колон	Інтервал спуску, м	Ø колони, мм	Ø долота для буріння під колоною, мм	ДСТ на труби	Тип різьбового з'єднання	Тип цементу	Інт-л підняття цементного розчину, м	Густина цемент. розчину, кг/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	0-380	508	660,4	АНІГО СТ 632-80	ВТС	ПЦТ ІІ-ПОЛ 5-50	380-0	1500
Проміжна	0-2540	340	444,5		А.ОТТМ	ПЦТ І-100 ПЦТ ІІ-ПОЛ 5-100	2540-2200 2200-0	1850 1500
Проміжна	0-4940	245	311,15		VAM	ШПЦС-120 ПЦТ І-100	4940-2440	1800
1ступень	2440-4940						2440-0	1850
2ступень	0-2440							
Експлуат	0-5720	178	215,9		VAM	ПЦТ І-100		

<b>аційна</b>								
<b>1ступень</b>	<b>4000-5720</b>						<b>5720-4000</b>	<b>1850</b>
<b>2ступень</b>	<b>0-4000</b>						<b>4000-0</b>	<b>1850</b>
<b>Хвостови к</b>	<b>5670-6100</b>	<b>127</b>	<b>152,4</b>		<b>VAM FJL</b>	<b>ИЦТ I-100</b>	<b>6100-5670</b>	<b>1850</b>

Таблиця 2.2 - обґрунтування вибраної конструкції

Найменування колон	Діаметр, мм	Глибина спуску, м	Призначення обсадної колони
1	2	3	4
Кондуктор	508	380	Для перекриття верхньої нестійкої частини геологічного розрізу свердловини та ізоляції горизонтів з прісними водами.
Проміжна	340	2450	Для ізоляції зон з несумісними умовами буріння і скорочення незакріпленої частини ствола, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючих газоносних горизонтів.
Проміжна	245	4940	Для перекриття відкладів нижнього карбону та ізоляції зон з несумісними умовами буріння і скорочення незакріпленої частини ствола, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючих газоносних горизонтів.
Експлуатаційна	178	5720	Для перекриття та випробування газоносних горизонтів.
Хвостовик	127	5670-6100	Для перекриття та випробування газоносних горизонтів.

## 2. Розрахунок профілю свердловини.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибин їх спуску необхідно побудувати суміщений графік зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску і індексу тиску поглинання (гідророзриву), значення яких обчислюється:

$$K_a = \frac{\text{grad } P_{пл}}{\rho_{пв} \times g} \quad (2.1)$$

$$K_{п} = \frac{\text{grad } P_{п}}{\rho_{пв} \times g} \quad (2.2)$$

Коефіцієнт аномальності ( $K_a$ ) – відношення пластового тиску ( $P_{пл}$ ), до гідростатичного тиску стовпа прісної води ( $\rho_{пв} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Індекс тиску поглинання ( $K_{п}$ ) – відношення тиску поглинання ( $P_{п}$ ), до гідростатичного тиску стовпа прісної води.

Н – глибина залягання пласта, м;  
 $\text{grad}P_{\text{пл}}$  – градієнт пластового тиск, Па;  
 $\text{grad}P_{\text{п}}$  – градієнт тиску гідророзриву пласта, Па.

Для запобігання можливих ускладнень визначаємо відносну густину бурового розчину.

Проводимо розрахунок відносної густини бурового розчину виходячи з наступних умов:

1) з умови безпечного буріння:

$$\rho_0 = K_a \times K_p \quad (2.3)$$

де  $K_p$  – коефіцієнт резерву регламентований правилами згідно таблиці 2.3

Таблиця 2.3 - Коефіцієнт резерву та допустимі значення репресії на пласт.

Глибна, м	до 1200	1200-2500	>2500
Коефіцієнт резерву, $K_p$ не більше	1.1-1.15	1.05-1.1	1.04-1.07
Допустима репресія $P_{\text{доп}}$ , МПа	1.5	2.5	3.5

2) з умови створення допустимої репресії на пласт (для продуктивного горизонту):

$$\rho_0 \leq K_a + P_{\text{реп.доп.}} / (\rho_v * g * Z), \quad (2.3)$$

де  $P_{\text{реп.доп.}}$  – допустиме значення репресії на продуктивний пласт

3) з умови попередження поглинань бурового розчину

$$\rho_0 \leq K_{\text{п}} - \Delta P_{\text{гд}} \times Z + P_{\text{ук}} / \rho_v \times g \times Z \quad (2.4)$$

де  $P_{\text{гд}}$  - градієнт гідродинамічного тиску в кільцевому перерізі, на ділянці від устя свердловини до глибини  $Z$ ;  $P_{\text{гд}} = 1000 \text{Па/м}$ ;

$P_{\text{ук}}$  - надлишковий тиск на усті свердловини,  $P_{\text{ук}} = 0$ .

4) з умови попередження осипання стінок свердловини (коефіцієнт стійкості стінок свердловини приймаємо рівним 1.1 по всьому стволу свердловини).

$$\rho_0 \geq K_{\text{с т}} \quad (2.5)$$

Проаналізувавши геологічний розріз по стовбуру свердловини та врахувавши досвід попереднього буріння в подібних геологічних умовах приймаємо що конструкція свердловини складатиметься з п'яти колон.

На глибину 380 м, з метою перекриття верхніх водоносних горизонтів спускаємо кондуктор. На глибину 2450 м, з метою створення нормальних передумов для розкриття продуктивних горизонтів спускаємо проміжну колону. На глибину 4940 м, з метою створення нормальних передумов для розкриття продуктивних горизонтів спускаємо проміжну колону. Експлуатаційну колону спускаємо до вибою, 5720 м, з метою створення нормальних умов для випробування та експлуатації продуктивних горизонтів. Хвостовик спускаємо на глибину 6100 м, з метою створення нормальних умов для випробування та експлуатації продуктивних горизонтів. Додатково у конструкцію включаємо, з метою попередження розмиву устя свердловини, технічне направлення, яке спускаємо на глибину 20 м.

Спираючись на досвід попереднього буріння в подібних геологічних умовах приймаємо рішення про те що всі колони спускатимуться суцільними. Всі колони цементуємо до устя.

Для обсадних колон використовуватимемо труби імпортного виробництва з різьбовими з'єднаннями наступних типів:

- Направлення - обсадні труби з зварними з'єднанням;
- Кондуктор - обсадні труби з різьбою BTC
- Проміжна - обсадні труби з різьбою А.ОТТМ
- Проміжна - обсадні труби з різьбою VAM
- Експлуатаційна - обсадні труби з різьбою VAM
- Хвостовик - обсадні труби з різьбою VAM FJL

Проведемо розрахунок по проектуванню діаметрів обсадних колон.

Проектування діаметрів обсадних колон починаємо з вибору діаметру обсадної експлуатаційної колони і проводиться “знизу - верх”. Для проектної свердловини вибираємо зовнішній діаметр хвостовика 127 мм, згідно з замовленням на свердловину.

Діаметр експлуатаційної колони, проміжної колони, кондуктор, направлення, а також діаметр доліт для буріння під колону знаходимо за формулою:

$$D_d = d_{\max} + 2 \cdot \Delta K \quad (2.6)$$

де -  $d_{\max}$  – найбільший зовнішній діаметр колони, у нашому випадку діаметр муфти.

$$d_{\max} = d_{\text{муф}} \quad (2.7)$$



$\Delta K$  – мінімально необхідний радіальний зазор для вільного проходження колони при її спуску у свердловину ( табл. 2.4)

Таблиця 2.4

Діаметр колонн, мм	обсадної	144-168	178-245	273-351	>377
зазор		5-15	15-25	25-40	40-50

Для хвостовика діаметром 127 мм, діаметр муфти становить  $d_{\text{муф}} = 127$  мм. Тоді діаметр долота для буріння під хвостовик становить:

$$D_{\text{д}}^{\text{х в}} = 127 + 2 \cdot 10 = 147 \text{ Згідно стандарту прийmemo } D_{\text{д}}^{\text{Е К}} = 152,4 \text{ мм}$$

Внутрішній діаметр попередньої обсадної колони повинен бути більшим від діаметру долота для буріння під наступну колону

$$d_{\text{в н}}^{\text{е к}} = D_{\text{д}} + \Delta \quad (2.8)$$

де  $\Delta$  – радіальний зазор між долотом і внутрішньою поверхнею тієї колони, через яку вона повинна пройти при СПО ( $\Delta = 5-15$  мм).

Тоді внутрішній діаметр проміжної колони:  $d_{\text{в н}}^{\text{е к}} = 152,4 + 5 = 157,4$  мм

Відповідно внутрішньому діаметру колони знаходимо зовнішній діаметр обсадних труб, при товщині стінок, яка відповідає вимогам міцності колони на розтяг від власної ваги

$$d_{\text{з о в н}}^{\text{е к}} = d_{\text{в н}} + 2\delta \quad (2.9)$$

де  $\delta$  – найбільш можлива товщина стінки труб даної обсадної колони.

Оскільки невідомо які ми отримаємо труби під час проектування колон, то для розрахунків приймаємо  $\delta = 10$  мм. тоді зовнішній діаметр проміжної колони становить.

$$d_{\text{з о в н}}^{\text{е к}} = 157,4 + 2 \cdot 10 = 177,4 \text{ мм}$$

Відповідно стандарту приймаємо труби для проміжної колони  $d_{\text{з о в н}}^{\text{е к}} = 177,8$  мм. Аналогічно визначаємо діаметри решти обсадних колон та діаметри доліт для буріння під них. Результати проведеного розрахунку занесені в підсумкову таблицю 2.1. Схематичне зображення запроектованої конструкції зображено на рисунку 2.1.

Кондуктор  
Ø 508,0 мм

Проміжна колона  
Ø 339,7 мм

Проміжна колона  
Ø 244,5 мм

Експлуатаційна колона  
Ø 177,8 мм

Хвостовик Ø 127 мм  
в інтервалі 5670-6100 м

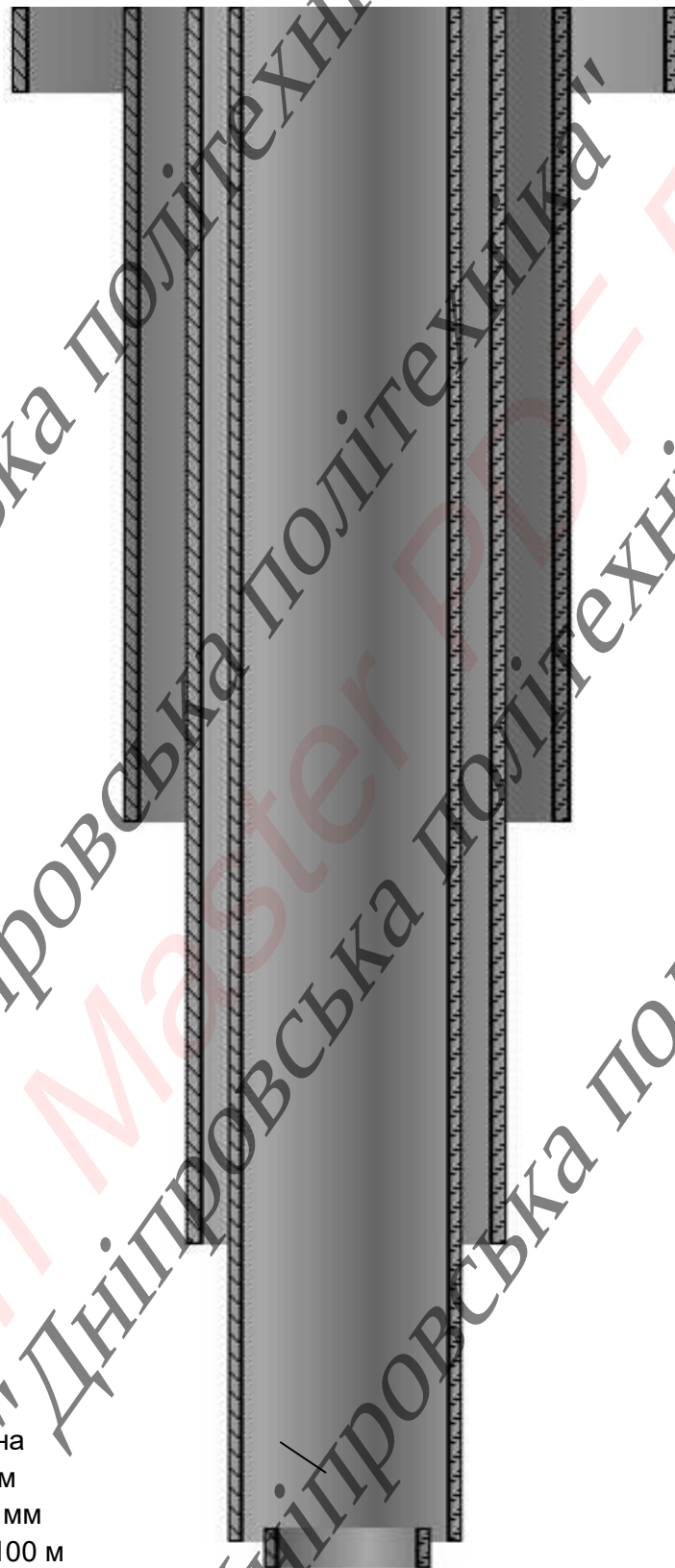


Рисунок 2.1 - Схема конструкції свердловини

### 3. Кріплення свердловини

Спуск обсадних колон досить відповідальна операція. До початку спуску повинні бути завершені всі дослідницькі і вимірювальні роботи в свердловині, ретельно перевірено стан бурового обладнання та інструменту, відповідність вантажопідйомності вишки та талевої системи вазі колони, що підлягає спуску, підготовлений стовбур свердловини.

За декілька днів до спуску колони на бурову завозять обсадні труби, елементи технічної оснастки та необхідний додатковий інструмент, ретельно перевірений і випробуваний на базі.

Буровому майстру видається на бурову план робіт на проведення всіх робіт по підготовці свердловини до спуску колони, спуск і цементування колони. Першочергове значення має підготовка стовбура свердловини до спуску обсадної колони, тому стовбур повинен бути прошаблонований, а в місцях посадки пророблений КНБК.

#### Підготовчі роботи до спуску обсадних колон

а) перед спуском кондуктора ствол свердловини проробити зі швидкістю 20-25 м/год. Після проробки стовбур свердловини прошаблонувати також компоновкою;

б) перед спуском проміжних колон провести пророку стовбура свердловини в місцях збудження і посадок зі швидкістю 25-30 м/год.

#### Підготовка обсадних труб

На кожні 1000 м підготовлених до спуску труб необхідно доставити з трубної бази на бурову 50 м перевірених резервних труб максимальної по розрахунку міцності. Доставлені на бурову труби повинні мати заводський сертифікат, заводське маркування і задовольняти всі вимоги діючих стандартів і технічних умов.

На буровій проводиться зовнішній огляд, вторинне заблокування, замір довжини і складання труб по чергово у відповідності до спуску у свердловину.

При складанні труб на стелажі необхідно дотримуватись:

- заміри довжини труб виконувати від вільного торця муфти до кінця без різьбової частини труби;

- прочистити, промити, протерти насухо різьби, а на ніпельному кінці накрутити аналогічно підготовлені запобіжні кільця. Застосування металічних щіток для очищення різьби забороняється. Підготовлені до спуску труби повинні бути занесені в буровий журнал.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку цементування колон

Назва колон	Діаметр колон, мм	Глибина інтервалу, м	Інтервал підйому цементу, м	Тампон. матеріал	Густина, кг/м <sup>3</sup>		Діаметр долота, внутрішній діаметр колон, мм	Коеф. квітності	Водотвердне відношення	К-сть сухого цементу для приготування 1 м <sup>3</sup> розчину	Коеф. витрат		Вміст реагентів в тамп. розчині, %			Об'єм буферної рідини, м <sup>3</sup>	Густина буферної рідини, кг/м <sup>3</sup>	Компонент складу буферної рідини, %			Час загущення, год.
					тамп. матеріалу	тамп. розчину					для води	для цементу	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	НіФЖ			вода	зола Курахов.	КМЦ	
					1	2					3	4	5	6	7			8	9	10	
кондуктор	508	380	380 - 0	ШПЦ 150	3200	1850	560,0	1,12	0,50	1,286	1,1	1,05	-	-	0,05	3	1000	100	-	-	2,8
проміж., 340 мм 1 сек 1спр	340	2540	2200 - 380	ШПЦ 100	2600	1500	444,5	1,08	0,85	0,812	1,1	1,05	-	0,1	0,05	6	1500	33	66	1	4,0
проміж., 340 мм 1 сек 2спр	340	2540	2540 - 2200	ШПЦ 100	3100	1850	444,5	1,08	0,47	1,255	1,1	1,05	-	0,1	0,01	-	-	-	-	-	2,1
проміж., 245 мм 1 сек 1ст	245	4940	4940 - 2540	ШПЦ 120	2800	1800	311,1	1,05	0,45	1,244	1,1	1,05	-	0,2	0,06	6	1500	33	66	1	7,3
проміж., 245 мм 1 сек 2ст	245	4940	2440 - 0	ШПЦ 100	3100	1850	318,0	-	0,47	1,255	1,1	1,05	-	0,2	0,04	6	1000	100	-	-	4,3





Таблиця 3.2 - Гідравлічні опори в кінці цементування

Назва обсадної колони, що цементується	Інтервал цементування, м	Прийнятливість висхідного потоку, м/с	Q агрегатів забезпеч. швидкості висхідного потоку, л/с	Густина, кг/м <sup>3</sup>		Тиск, МПа				
				тискон. розрину	прол. рідини	різн. тисків в труб. і затр. прост.	в трубах	вільного простору	на цем. головці	на вибої
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
кондуктор, 508 мм	380 - 0	0,1	23	1850	1100	2,8	-	-	2,8	2,8
1 проміжна, 340 мм 1сек	2540 - 0	0,5	45	1550	1160	9,8	0,05	0,12	10,0	10,0
2 проміжна, 245 мм 1сек, 1ст	4940 - 2440	0,5	18	1800	1220	14,4	0,11	0,48	15,0	14,9
2 проміжна, 245 мм 1сек, 2ст	2440 - 0	0,5	16	1850	1220	15,4	0,04	0,27	15,7	15,7
експлуатаційна, 178 мм 1сек, 1ст	5720 - 4000	0,5	7	1850	1280	9,7	0,12	0,86	10,7	10,6
експлуатаційна, 178 мм 1сек, 2ст	4000 - 0	1	14	1850	1280	22,8	0,31	2,95	26,1	25,8
хвостовик, 127 мм	6100 - 5670	0,5	4	1850	1400	1,9	2,86	0,38	5,1	2,2

Таблиця 3.3 - Режими роботи цементувальних агрегатів

Назва колон, що цементуються	Інт-л цементування, м		Тип рідини, порції	Режим роботи агрегатів						
	від	до		діаметр циліндрових втулок, мм	кільк. агрег. шт.	швидк. роботи агрег.	продуктивність, л/с		тиск на усті в кінці закачки порції, МПа	загальний час роботи агрегатів, хв.
							одного	всіх		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
кондуктор, 508 мм	380	0	тамп.розч.	100	6	3	3,0	18		82
			тамп.розч.	100	3	4	6,1	18	0	82
			бур.розч.	100	14	2	1,6	23	2,8	52
1 проміжна, 340 мм 1сек	2200	0	тамп.розч.	100	9	3	4,0	36		93
			1пор	тамп.розч.	100	2	8	18,1	36	
1 проміжна, 340 мм 1сек	2540	2200	тамп.розч.	100	3	4	8,0	24		24
			2пор	тамп.розч.	100	2	12,0	24	0	24
			бур.розч.	100	24	2	1,9	45	10,0	78
2 проміжна, 245 мм 1сек 1ст	4940	2440	тамп.розч.	100	7	2	2,1	15		107
			тамп.розч.	100	2	5	7,3	15	0	107
			бур.розч.	100	14	1	1,3	18	15,0	184
			бур.розч.	100	14	2	1,8	25		55
2 проміжна, 245 мм 1сек 2ст	2440	0	тамп.розч.	100	6	2	2,1	13		104
			тамп.розч.	100	2	5	6,4	13	0	104
			бур.розч.	100	12	1	1,3	16	15,7	103
експлуатаційна, 178 мм 1сек 1ст	5720	4000	тамп.розч.	100	2	3	2,9	6		79
			тамп.розч.	100	2	2	2,9	6	0	79
			бур.розч.	100	4	2	1,8	7	10,7	262
			бур.розч.	100	4	4	6,3	25		39
експлуатаційна, 178 мм 1сек 2ст	4000	0	тамп.розч.	100	4	3	2,8	11		86
			тамп.розч.	100	2	5	5,6	11	0	86
			бур.розч.	100	8	2	1,8	14	26,1	96

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
хвостовик, 127 мм	6100	5670	тамп.розч.	100	1	3	2,9	3		30
			тамп.розч.	100	2	1	1,5	3	0	30
			бур.розч.	100	2	2	1,8	4	5,1	163
			бур.розч.	100	3	4	8,3	25		44

#### 4. Вибір способу буріння

Розповсюдженими способами буріння є роторний, турбінний, гвинтовими вибійними двигунами та буріння електробурами. Вибір способу буріння є одним із основних етапів при проектуванні технології заглиблення, оскільки в подальшому вибраний спосіб впливає на вибір параметрів режиму буріння, бурильного інструменту, типу бурової установки і як наслідок технологію кріплення свердловини. Кінцеве рішення про вибір способу буріння являє собою складну техніко-економічну проблему, вирішення якої залежить як від геолого-технічних умов буріння, так і від стану матеріального забезпечення ВБР.

Проаналізувавши гірничо-геологічні умови буріння проектної свердловини, технічні ресурси та наявне обладнання ВБР можна зробити висновок, що оптимальним варіантом буде роторний спосіб буріння, а не турбінний, оскільки:

1. Основний масив ствола свердловини складають сипучі нестійкі породи, гідроколювання від турбін можуть привести до осипання та обвалів стінок свердловини, гідророзриву пласта.
2. Додатковий перепад тиску перешкоджає використанню гідромоніторного ефекту, необхідний для розбурювання глин алевролітів.
3. Підвищення гідравлічного навантаження призводить до прискореного зношення деталей бурових насосів.
4. Відсутність доліт необхідної якості.
5. Дефіцит турбобурів.

Отже, буріння проектної свердловини ведеться роторним способом, який має ряд переваг:

1. Незалежність параметрів режиму буріння.
2. Можливість створювати великий крутний момент при невеликій швидкості обертання долота.
3. Можливість контролю режимних параметрів найпростішими засобами.



## 5. Вибір бурового та енергетичного устаткування

Таблиця 5.1

Найменування	Обсадні колони				
	Кондуктор	Проміжні		Експлуатаційна	Хвостовик
		1	2		
	Діаметр, мм				
580	340	245	178	127	
1	2	3	4	5	6
Маса обсадної колони, т	52,72	237,25	345,26	271,7	135,39
Маса бурильної колони при бурінні піддану обсадну колону, т.	46,69	136,04	209	210,13	142,26

Бурову установку вибираємо в залежності від глибини проектованої свердловини та за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної колони у повітрі. Вага найважчої бурильної колони  $G_{БК} = 2150 \text{ кН}$ . Визначимо розрахункове навантаження на підйомний гак бурової установки з умови забезпечення можливості маніпулювання найважчою бурильною колоною:

$$P_{розр} \geq k_{З.БК} \cdot G_{БК},$$

де  $k_{З.БК}$  – коефіцієнт запасу, що приймається при розрахунках  $P_{РОЗР}$  за вагою бурильної колони;  $1,67 \leq k_{З.БК} \leq 2,0$ , приймаємо  $k_{З.БК} = 1,7$ . Отже,  $P_{РОЗР} = 1,7 \cdot 2150 = 3655 \text{ кН}$ .

Враховуючи умови буріння і забезпеченість бурової компанії установками приймаємо установку “ZJ70DBS”.



**Таблиця 5.2 Відомості про бурову установку**

Найменування обладнання	Шифр, тип обладнання	Вантажопідйомність, т
Бурова вежа	Самопідйомна	450
Кронблок	ТС-450	450
Таевий блок	УС-450	450
ГАК	DG-450	450
Верхній привід	DQ70BSC	450
Ротор	ZP-375	
Вертлюг	SL450	450
Бурова лебідка	JC70DB	
Буровий насос	F-1600-3шт.	

## 6. Вибір бурильної колони

### 1. Буріння свердловини Ø 660,4 мм під 508 мм обсадну колону (кондуктор) в інтервалі 0-380 м

#### 1.1 Тип бурових доліт, режими буріння та промивки

Інтервал (по стволу), м		Типорозмір	Код IADC. ТУ, ДСТУ	Параметри режиму роботи			Примітки
від (верх)	до (низ)			норма проходки на долото, м	швидкість буріння, м/год	насадки, мм	
0	380	26" SM5CG	IADC 115	380	15,2	100	

Інтервал (по стволу), м		Вид технологічної операції	Спосіб буріння	Режим буріння			
від (верх)	до (низ)			осьове навантаження, кН	швидкість обертання, об./хв.	витрата бурового розчину, л/с	допустимий тиск, МПа
0	380	буріння	роторний	«з навісу»-300	90-120	55-65	2 – 6

#### 1.2 Компонівка низу бурильної колони

№ з/п	Елементи КНБК ( до бурильних труб )						
	Типорозмір код	або	Технічна характеристика			Загальна довжина КНБК, м	Загальна маса КНБК, т
			зовнішній Ø, мм	довжина, м	маса, кг		
1	26" Roller Cone Bit		660,4	0,7	737	0,7	0,7
2	10 ¾" DC		273,1	9,4	3800	10,1	4,5
3	26" NM Stab		660,4	2,2	950	12,3	5,5
4	10 ¾" DC		273,1	9,4	3800	21,7	9,3
5	26" NM Stab		660,4	2,2	950	23,9	10,2
6	10 ¾" DC		273,1	18,8	7600	42,7	17,8
7	9" DC		228,6	28	8120	70,7	26,0
8	8" DC		203,2	56	12499	126,7	38,5
9	6 ½" DC		165,1	28	4124	154,7	42,6
10	5" HWDP		127	56	3556	210,7	46,1
11	5" DP		139,7	169,3	5407	380,0	51,5

## 2. Буріння свердловини Ø 444,5 мм під 340 мм обсадну колону (проміжну) в інтервалі 380-2540 м

### 2.1 Тип бурових доліт, режими буріння та промивки

Інтервал (по стволу), м		Типорозмір	Код IADC. ТУ, ДСТУ	Параметри режиму роботи			Примітки
від (верх)	до (низ)			норма проходки на долото, м	швидкість буріння, м/год	насадки, мм	
380	1400	17 ½" C117CG	IADC 117	1020	11,3	22,2; 19; 19	
1400	2000	17 ½" C117CG	IADC 117	600	7,1	22,2; 19; 19	
2000	2540	17 ½" C117CG	IADC 117	540	6,8	22,2; 19; 19	

Резервні долота: 17 ½"GS1915T code S223; 17 ½"S135CG code 135

Інтервал (по стволу), м		Вид технологічної операції	Спосіб буріння	Режим буріння			
від (верх)	до (низ)			осьове навантаження, кН	швидкість обертання, об./хв.	витрата бурового розчину, л/с	допустимий тиск, МПа
380	1400	буріння	комбінований	130 – 240	ГВД + 60	55 – 60	12
1400	2540	буріння	комбінований	130 – 240	ГВД + 60	50 – 55	12

### 2.2 Компонівка низу бурильної колони

№ з/п	Елементи КНБК (до бурильних труб)						Примітки
	Типорозмір або код	Технічна характеристика			Загальна довжина КНБК, м	Загальна маса КНБК, т	
		зовнішній Ø, мм	довжина, м	маса, кг			
1	17 ½" Bit	444,5	0,5	270,0	0,5	0,3	
2	9" Spiral DC	229,0	9,1	2639,0	9,6	2,9	
3	17 ½" Stab	444,5	2,5	850,0	12,0	3,8	
4	9" Spiral DC	229,0	9,1	2639,0	21,1	6,4	
5	17 ½" Stab	444,5	2,5	850,0	23,6	7,2	
6	9" Spiral DC	229,0	37,0	10730,0	60,6	18,0	
7	8" Spiral DC	203,0	56,7	12655,4	117,3	30,6	
8	8" Hydraulic Jar	203,0	9,7	2226,0	127,0	32,9	
9	8" Spiral DC	203,0	28,4	6338,9	155,4	39,2	
10	6 ½" Spiral DC	165,1	54,4	8014,6	209,8	47,2	
11	5" HWDP	127,0	56,0	3556,0	265,8	50,8	
12	5" DP	127,0	2560,0	81766,4	2825,8	132,5	

**Примітка:** \* - при використанні альтернативної КНБК для комбінованого способу буріння в компоненту включити 9 ½" ГВД.

При необхідності компоненту може бути скоригована Замовником

4*	9 5/8" PDM with motor stab	244,5	8	1840	-	-
----	----------------------------	-------	---	------	---	---

**Буріння свердловини Ø 311,15 мм під 245 мм обсадну колону (проміжну) в інтервалі 2540-4940 м**

**3.1 Тип бурових доліт, режими буріння та промивки**

Інтервал (по стволу), м		Типорозмір	Код IADC. ТУ, ДСТУ	Параметри режиму роботи			Примітки
від (верх)	до (низ)			норма проходки на долото, м	швидкість буріння, м/год	насадки, мм	
2540	2560	12 1/4" S117G	117	20	2,5	22,2; 20,6; 20,6	
2560	3180	12 1/4" GMD1605URT	M333	620	4,4	19,1; 17,5; 17,5	
3180	3620			440	4,2	19,1; 17,5; 17,5	
3620	4070	12 1/4" GMD1606URT	M333	450	3,0	19,1; 17,5; 17,5	
4070	4200	12 1/4" S547G	547	130	1,0	22,2; 20,6; 20,6	
4200	4570	12 1/4" GMD1606URT	M333	370	2,5	19,1; 17,5; 17,5	
4570	4940	12 1/4" GMD1606URT	M333	370	2,3	19,1; 17,5; 17,5	

Додаткові долота: 12 1/4" GMD1305URT code M433; 12 1/4" GMD1306URT code M433

Інтервал (по стволу), м		Вид технологічної операції	Спосіб буріння	Режим буріння			
від (верх)	до (низ)			осьове навантаження, кН	швидкість обертання, об./хв.	витрата бурового розчину, л/с	допустимий тиск, МПа
2540	2560	розбурка	роторний	80 – 180	90	40	
2560	4070	буріння	комбінований	120 – 160	ГВД + 60	45 – 48	
4070	4200	буріння	комбінований	120 – 220	ГВД + 60	45	
4200	4940	буріння	комбінований	120 – 160	ГВД + 60	42 – 45	22-27

**3.2 Компонівка низу бурильної колони**

№ з/п	Елементи КНБК (до бурильних труб)						Примітки
	Типорозмір або код	Технічна характеристика			Загальна довжина КНБК, м	Загальна маса КНБК, т	
		зовнішній Ø, мм	довжина, м	маса, кг			
1	12 1/4" PDC Bit	311,15	0,4	85	0,4	0,1	
2	ГВД с/w 12 1/4" Sleeve Stab	203,2	8,0	1840	8,4	1,9	

3	12 ¼" String Stab	311,15	1,6	550	10,0	2,5
4	8 ½" Spiral DC	215,9	9,0	2583	19,0	5,1
5	12 ¼" String Stab	311,15	1,6	550	20,6	5,6
6	8 ½" Spiral DC	215,9	110,0	31570	130,6	37,2
7	8" Hydraulic Jar*	203	8,0	1840	138,6	39,0
8	8 ½" Spiral DC	215,9	50,0	14350	188,6	53,4
9	7" Spiral DC	177,8	30,0	5223	218,6	58,6
10	DP 5" G	127	2292,0	73206,5	2760,6	147,7
11	DP 5 ½" G	139,7	1400,0	50960	4160,6	198,6
12	DP 5 ½" S	139,7	779,4	30007	4940,0	228,6

**Примітка:** при необхідності компоновка може бути скоригована Замовником.

\* - у випадку зміни КНБК - перерахувати місце встановлення Гідравлічного Ясу, для запобігання розташуванню його в нульовому перерізі

#### 4. Буріння свердловини Ø 215,9 мм під 178 мм експлуатаційну колону в інтервалі 4940-5720 м

##### 4.1 Тип бурових доліт, режими буріння та промивки

Інтервал (по стволу), м		Типорозмір	Код ІADC-ТУ, ДСТУ	Параметри режиму роботи			Примітки
від (верх)	до (низ)			норма проходки на долото, м	швидкість буріння, м/год	насадки, мм	
4940	4960	8 ½" S217G	217	20	1,7	22,2; 19,1; 19,1	
4960	5230	8 ½" GMD1306URT	M433	270	2,3	22,2; 19,1; 19,1	
5230	5500	8 ½" GMD1306URT	M433	270	1,6	22,2; 19,1; 19,1	
5500	5720	8 ½" GMD1306URT	M433	220	1,3	22,2; 19,1; 19,1	

Додаткові долота: 8 ½" GMD1615URT code M323; 8 ½" GM1307UT code M433

Інтервал (по стволу), м		Вид технологічної операції	Спосіб буріння	Режим буріння			
від (верх)	до (низ)			осьове навантаження, кН	швидкість обертання, об./хв.	витрата бурового розчину, л/с	допустимий тиск, МПа
4940	4960	розбурка	роторний	80 – 140	90	35	
4960	5720	буріння	комбінований	80 – 120	ГВД + 60	35 – 38	27 – 29

##### 4.2 Компонівка низу бурильної колони

№ з/п	Елементи КНБК ( до бурильних труб )						Примітки
	Типорозмір або код	Технічна характеристика			Загальна довжина КНБК, м	Загальна маса КНБК, т	
		зовнішній Ø, мм	довжина, м	маса, кг			
1	8 ½" RDC Bit	215,9	0,3	28	0,3	0,0	
2	ГВД с/w 8 ½" Sleeve Stab	215,9	8	770	8,3	0,8	
3	8 ½" NM Stab	215,9	1,1	120	9,4	0,9	
4	6 ½" DC	165,1	9	1326	18,4	2,2	
5	8 ½" NM Stab	215,9	1,1	120	19,5	2,4	
6	6 ½" DC	165,1	181,7	26764	201,2	29,1	
7	6 ½" Hydraulic Jar*	165,1	8	842	209,2	30,0	
8	6 ½" DC	165,1	38,3	5642	247,5	35,6	
9	5" HWDP	127,0	250	15875	497,5	51,5	
10	DP 5" G	127,0	2892	92370	3389,5	143,9	
11	DP 5 ½" G	139,7	1370	56293	4759,5	200,2	
12	DP 5 ½" S	139,7	960,6	39471	5720,1	239,6	

**Примітка:** При необхідності компонентівка може бути скоригована Замовником.

\* - у випадку зміни КНБК - перерахувати місце встановлення Гідравлічного Ясу, для запобігання розташування його в нульовому перерізі



## 5. Буріння свердловини Ø 152,4 мм під 127 мм хвостовик в інтервалі 5720-6100 м

### 4.1 Тип бурових доліт, режими буріння та промивки

Інтервал (по стволу), м		Типорозмір	Код IADC, ТУ, ДСТУ	Параметри режиму роботи			Примітки
від (верх)	до (низ)			норма проходки на долото, м	швидкість буріння, м/год	насадки, мм	
5720	5740	6" S117G	M117	20	1,0	14,3; 12,7; 12,7	
5740	5880	6" GMD1306UT	M433	140	1,6	14,3; 12,7; 12,7	
5880	6000	6" GMD1306UT	M433	120	1,3	14,3; 12,7; 12,7	
6000	6100	6" GMD1306UT	M433	100	1,0	14,3; 12,7; 12,7	

Додаткові долота: 6" S537G code 537; 6" GM1307UT code M433

Інтервал (по стволу), м		Вид технологічної операції	Спосіб буріння	Режим буріння			
від (верх)	до (низ)			осьове навантаження, кН	швидкість обертання, об./хв.	витрата бурового розчину, л/с	допустимий тиск, МПа
5720	5740	розбурка	роторний	20 – 40	75 – 90	18 – 20	
5740	5880	буріння	комбінований	40 – 80	ГВД + 40	20 – 24	
5880	6100	буріння	комбінований	40 – 80	ГВД + 40	22	27 – 28

### 4.2 Компонівка низу бурильної колони

№ з/п	Елементи КНБК (до бурильних труб)						Примітки
	Типорозмір або код	Технічна характеристика			Загальна довжина КНБК, м	Загальна маса КНБК, т	
		зовнішній Ø, мм	довжина, м	маса, кг			
1	6" PDC Bit	152,4	0,2	13,0	0,2	0,0	
2	ГВД c/w 6" Sleeve Stab	152,4	7,0	400,0	7,2	0,4	
3	4 ¾" DC	120,6	9,0	669,6	16,2	1,1	
4	6" NM Stab	152,4	1,1	80,0	17,3	1,2	
5	4 ¾" DC	120,6	9,0	669,6	26,3	1,8	
6	6" NM Stab	152,4	1,1	80,0	27,4	1,9	
7	4 ¾" DC	120,6	265,6	19760,6	293,0	21,7	
8	4 ¾" Hydraulic Jar*	120,6	8,0	180,0	301,0	21,9	
9	4 ¾" DC	120,6	74,7	5557,7	375,7	27,4	
10	DP 3 ½" G	88,9	4690,0	100366,0	5065,7	127,8	
11	DP 3 ½" S	88,9	1044,7	22461,1	6110,4	150,2	

**Примітка:** При необхідності компоівка може бути скоригована Замовником.

\* - у випадку зміни КНБК - перерахувати місце встановлення Гідравлічного Ясу, для запобігання розташування його в нульовому перерізі

## 2.2 ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ

### 1. Промивка свердловин

Бурові промивальні рідини, які застосовують в процесі буріння свердловин, виконують ряд технологічних функцій. Невідповідність якості бурових промивальних рідин певним геолого-технологічним вимогам ускладнює буріння, а інколи стає причиною аварій. Підтримання необхідної якості бурових промивальних рідин протягом всього часу буріння свердловини є нерідко складною задачею, особливо при бурінні глибоких свердловин, де спостерігаються високі температури, тиски та мінералізація пластових вод. Для того, щоб бурові промивальні рідини відповідали всім вимогам, які визначаються умовами буріння свердловини, необхідно вести постійний контроль за властивостями рідини і при необхідності проводити їх коректування.

Розглянемо основні функції бурових промивальних рідин, фактори та обмеження, які на них впливають.

1. Основною функцією бурових промивальних рідин є транспортування шламу з вибою на поверхню. Іншої можливості виносити вибурену породу із свердловини практично не має.

Очевидно, що гідротранспортування у вертикальних свердловинах більш ефективно при великих швидкостях течії і високих значеннях в'язкості та густини рідини.

При великих швидкостях течії рідини в затрубному просторі спостерігається розмивання стінок свердловини, зростання гідравлічних втрат, які можуть призвести до гідророзриву пластів.

Практично намагаються здійснювати гідротранспортування вибуреної породи при низьких швидкостях бурових промивальних рідин в затрубному просторі. Але при цьому, щоб забезпечити задовільний виніс породи регулюють реологічні параметри бурових промивальних рідин, в першу чергу динамічне і статичне напруження зсуву. Збільшуючи динамічне напруження зсуву, зменшують швидкість осідання частинок шламу відносно потоку бурової промивальної рідини і покращують умови виносу вибуреної породи при порівняно низьких швидкостях течії у кільцевому просторі.

Залежно від умов буріння швидкість бурової промивальної рідини в кільцевому просторі підтримують в межах 0,4/1,2 м/с. 2. Очищення вибою від зруйнованої долотом породи. Ця функція бурової промивальної рідини є важливою тому, що чим швидше змивається вибурена порода з вибою, тим ефективніше працює долото. Навіть невелика кількість частинок породи, які залишились на вибої, призводить до зниження швидкості буріння, так як у цьому разі проходить повторне подрібнення уже вибуреної породи, яка переходить в бурову промивальну рідину у вигляді активної фази, збільшуючи її в'язкість і густину.

Якість очищення вибою свердловини можна покращити збільшенням продуктивності бурових насосів або степені турбулізації бурової

промивальної рідини в привибійній зоні. Збільшення швидкості циркуляції рідини, як вказано вище, не завжди призводить до позитивних результатів. Тому реалізують інтенсивне промивання вибою при максимально можливому перепаді тиску в насадках долота, тобто забезпечують на долоті максимальну гідравлічну потужність, зменшуючи “живе” січення промивних каналів.

Турбулізація потоку рідини суттєво залежить від швидкості обертання долота, конструкції і розміщення промивних каналів.

3. Зрівноваження пластового тиску в свердловині. Пластовий тиск в свердловині можна зрівноважити двома шляхами: вагою стовпа бурової промивальної рідини; створенням протитиску на гирлі свердловини. В практиці буріння частіше застосовують перший спосіб. Проте дослідження і досвід показали, що з підвищенням густини бурової промивальної рідини зростають витрати часу і коштів на буріння одного метра проходки. Тому в останні роки все більше розповсюдження отримав комбінований спосіб зрівноваження пластового тиску в процесі буріння – вагою стовпа бурової промивальної рідини і протитиском на гирлі свердловини. Цей технологічний захід називають промиванням при зрівноваженому тиску між свердловиною і пластом. Подальше вдосконалення технології промивання свердловини спрямоване на зниження тиску на вибій свердловини. Все більше розповсюдження знаходить метод промивання з від’ємним диференціальним тиском на вибій, який називають промиванням свердловини з незбалансованим пластовим тиском.

Буріння з нульовим або від’ємним диференціальним тиском дозволяє отримати не тільки великі швидкості буріння, але і виключити забруднення продуктивних горизонтів буровими промивальними рідинами і їх фільтратом, а також мінімізувати такі небажані функції, як гідророзрив пласта та поглинання рідини.

4. Важливою технологічною функцією бурової промивальної рідини є утримання в змуленому стані частинок твердої фази, які знаходяться в ньому, особливо після припинення циркуляції при проведенні спуско-підймальних операцій (СПО), ремонтних та інших робіт у свердловині.

Величина цього фактору визначається в основному статичним напруженням зсуву (СНЗ).

Виконання цієї функції визначається в основному величиною статичного напруження зсуву (СНЗ) рідини. З підвищенням СНЗ покращується утримання частинок породи, обважнювача та глини в змуленому стані. Однак великі значення СНЗ, при відновленні циркуляції, призводять до значного підвищення гідродинамічного тиску, що може стати причиною поглинань бурової промивальної рідини.

Тому в практиці стараються підтримувати мінімально допустиму (для даних конкретних умов) величину СНЗ через одну хвилину спокою, при якому 80-90% частинок твердої фази не осідає в рідині, а величину СНЗ через десять хвилин – близькою або дещо більшою від СНЗ через одну хвилину. Іншими словами бурова промивальна рідина повинна швидко “набирати”

структуру, міцність якої для заданих умов повинна бути мінімальною і швидко руйнуватися під дією зовнішніх сил.

Поряд з властивістю утримувати вибурену породу в змуленому стані бурова промивальна рідина повинна легко її “віддавати” в очисній системі. В протилежному випадку шлам буде знову закачуватися насосами в свердловину. В практиці ці суперечливі на перший погляд функції вирішують двома шляхами – понижують реологічні параметри рідини до мінімально допустимих значень;

- покращують степінь очистки бурових промивальних рідин, застосовуючи нові ефективні пристрої (центрифуги типу ОГШ, вібросита фірми “Derrick” тощо).

5. Збереження стійкості стінок свердловини. В процесі буріння свердловин гідростатичний тиск стовпа бурової промивальної рідини перевищує пластовий. Під дією перепаду тиску тверда фаза разом з фільтратом проникає в пористі породи, утворюючи фільтраційну кірку на стінках свердловини. Фільтраційна кірка володіє певною механічною міцністю, зв’язує слабозцементовані частинки гірських порід, сповільнює поступлення фільтрату в стінки свердловини, зменшує область подальшого розповсюдження зони змочування навколо ствола. Проте зберегти стійкість стінок свердловини таким шляхом не завжди вдається, особливо при розбурюванні тектонічно порушених порід з великими кутами падіння.

В практиці буріння стійкість стінок свердловини підтримують такими шляхами:

- зменшують фільтратовіддачу і підвищують реологічні властивості бурової промивальної рідини. У такому разі глини, сланці та інші геологічні формації менше набухають, диспергують і осипаються в свердловину. Така бурова промивальна рідина краще глинизує тріщини і пори порід, збільшуючи стійкість стінок свердловини;

- застосовують бурові промивальні рідини з підвищеними закріплюючими властивостями (малосилікатні, полімеркалієві та інші);

- збільшують тиск бурової промивальної рідини на стінки свердловини.

Але з ростом гідростатичного тиску зростає інтенсивність проникнення фільтрату в гірські породи, знижується механічна швидкість буріння. В таких умовах ще більше підвищується ізолююча і закріплююча роль фільтраційної кірки.

6. Розмив породи на вибою свердловини (гідромоніторний ефект). Руйнування породи на вибою свердловини з допомогою бурової промивальної рідини є доцільним, але не переважаючим, так як руйнування породи здійснюється з допомогою породоруйнівного інструменту. Руйнування м’яких порід, які залягають на малих глибинах можна здійснювати комбінованим методом: гідравлічним, механічним. Бурова промивальна рідина витікає із насадок долота з великою швидкістю і викликає додаткове руйнування (розмив породи), сприяючи збільшенню механічної швидкості буріння. Гідромоніторний ефект зростає із збільшенням швидкості витікання рідини із гідромоніторних насадок долота.



7. Зменшення абразивного зношування і корозії бурильного інструменту.

Бурова промивальна рідина повинна володіти певними мастильними властивостями. Покриваючи тонкою плівкою деталі, які труться між собою, вона змащує їх. З покращанням мастильних властивостей бурової промивальної рідини зменшується абразивне зношування деталей, які труться між собою, понижуються енергетичні витрати на буріння, скорочуються аварії з бурильною колоною, зменшується ймовірність виникнення прихоплень бурильного інструменту.

В той же час при значному збільшенні концентрації мастильних домішок у рідині спостерігається зменшення механічної швидкості буріння, особливо при бурінні твердосплавними або алмазними долотами. Це пояснюється тим, що змащування вибою і ріжучих кромek долота призводить до погіршування руйнування вибою. Тому раціональним вважають вміст нафти в рідині 6–8% об'ємних, що з іншого боку недостатньо для змащування опор долота. В зв'язку з цим в останні роки широко застосовують долота з герметизованою опорою, змащення якої здійснюється автономно спеціальними мастилами.

Корозійну активність бурових промивальних рідин зменшують введенням до них спеціальних домішок-інгібіторів корозії.

8. Охолодження долота. Руйнування породи долотом в процесі буріння супроводжується з виділенням великої кількості тепла, що призводить до його нагрівання. В тришарових долотах з відкритою опорою температура на бігових доріжках досягає 500–600 °C [1]. Бурові промивальні рідини омиваючи породоруйнівний інструмент, в результаті конвективного обміну, відводять тепло. Ефективність охолодження покращується із збільшенням швидкості циркуляції, зменшенням в'язкості рідини та зростанням її теплоємності і теплопровідності.

Більшість бурових промивальних рідин володіють відносно великою теплоємністю, а тому охолоджують долота навіть при невеликій продуктивності бурових насосів.

9. Передача енергії від насосів до вибійних двигунів.

При застосуванні вибійних двигунів бурові промивальні рідини переносять гідравлічну енергію від бурових насосів, які встановлені на поверхні, до турбобура або гвинтового двигуна, розміщених на вибої свердловини. Бурова промивальна рідина, яку під тиском прокачують через бурильні труби, обертає вал вибійного двигуна, який з'єднаний з долотом.

10. Інші функції.

Окрім вище названих функцій, бурова промивальна рідина забезпечує проведення геофізичних робіт, зменшує вагу бурильної колони, закупорює канали поглинаючих горизонтів, зменшує вібрацію бурильної колони при роторному способі буріння.

Тому правильний вибір типів промивальних рідин для розкриття всіх інтервалів при спорудженні свердловини є одним з першочергових завдань. Зважаючи на геолого-технічні умови буріння на родовищі приймаємо для



буріння під кондуктор глинистий розчин, приготовлений з бентонітової глини, оброблений КМЦ.

При бурінні під проміжну колону в інтервалі 250-1210м використовується полімер інгібований буровий розчин оброблений кальцинованою содою, ПВЛР, КМЦ, графітом, нафтою, РПС, хлористим калієм та сульфонолом.

При розкритті соляного штоку передбачаємо використання солена сиченого бурового розчину обробеного кальцинованою та каустичною содою, КМЦ, ФХЛС та NaCl.

## 2. Вибір типу бурових розчинів

Обґрунтування і розрахунок густини бурового розчину проводиться згідно з вимогами з врахуванням досвіду буріння бурової організації.

Розрахунок і прийняті для проектування величини густини бурового розчину, які задовільняють вимоги правил та інструкцій, приведені в табл. 2.1

Стратиграф. індекс	Індекс прод. гор.	Інтервал буріння, м	Р пл, МПа	Р пл/ Р гідр.	Густина бурового розчину, кг/м <sup>3</sup>					прий- нята
					з врахуванням коефіцієнтів					
					1,04	1,05	1,07	1,10	1,15	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q+N+P		0 - 380	≈ гідро-	0,88	-	-	-	968	1012	1100
K <sub>2</sub>		380 - 860	стат	0,93	-	-	-	1045	1093	1140
K <sub>1</sub>		860 - 1000	-//-	0,96	-	-	-	1056	1104	1140
J <sub>3</sub>		1000 - 1200	-//-	0,98	-	-	-	1078	1127	1140
-//-		1200 - 1320	-//-	0,98	-	1029	-	1078	-	1140
J <sub>2</sub>		1320 - 1500	-//-	0,99	-	1040	-	1089	-	1140
T <sub>23</sub>		1500 - 2090	-//-	1,02	-	1071	-	1122	-	1140
T <sub>1</sub> <sup>dr</sup>		2090 - 2310	-//-	1,03	-	1082	-	1133	-	1140
P <sub>1</sub> <sup>sl</sup>		2310 - 2380	-//-	1,03	-	1082	-	1133	-	1160
P <sub>1</sub> <sup>nk</sup>		2380 - 2430	-//-	1,03	-	1082	-	1133	-	1160
P <sub>1</sub> <sup>kt</sup>		2430 - 2500	-//-	1,03	-	1082	-	1133	-	1160
-//-		2500 - 2540	-//-	1,03	1071	-	1102	-	-	1160
C <sub>3</sub>		2540 - 3180	-//-	1,06	1102	-	1134	-	-	1160-1220 <sup>1)</sup>
C <sub>2m</sub>		3180 - 3620	-//-	1,08	1123	-	1156	-	-	1160-1220
C <sub>2b</sub>		3620 - 4200	-//-	1,09	1134	-	1166	-	-	1160-1220
C <sub>1s2</sub>		4200 - 4540	-//-	1,09	1134	-	1166	-	-	1160-1220
C <sub>1s1</sub>		4540 - 4860	-//-	1,10	1144	-	1177	-	-	1160-1220
C <sub>1s2</sub>		4860 - 4940	-//-	1,11	1154	-	1188	-	-	1180-1220
-//-		4940 - 4990	-//-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280 <sup>2)</sup>
-//-	B-16	4990 - 5060	59,26	1,21	1258	-	1295	-	-	1280
-//-		5060 - 5190	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-17в	5190 - 5220	56,60	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-		5220 - 5290	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-17н	5290 - 5340	58,8	1,13	1175	-	1209	-	-	1280
-//-		5340 - 5450	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-18	5450 - 5470	58,45	1,09	1134	-	1166	-	-	1280
-//-		5470 - 5490	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-19в	5490 - 5510	59,23	1,10	1144	-	1177	-	-	1280
-//-		5510 - 5540	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-19н	5540 - 5610	59,7	1,10	1144	-	1177	-	-	1280
-//-		5610 - 5700	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-	B-20	5700 - 5710	61,98	1,11	1154	-	1188	-	-	1280
-//-		5710 - 5720	-	1,11	1154	-	1188	-	-	1280

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
C <sub>1</sub> V <sub>2</sub>		5720 - 5730		1,11	1154	-	1188	-	-	1400 <sup>3)</sup>
-//-	B-21B	5730 - 5790	69,61	1,24	1290	-	1327	-	-	1400
-//-		5790 - 5810		1,11	1154	-	1188	-	-	1400
-//-	B-21H <sub>1</sub>	5810 - 5820	70,68	1,24	1290	-	1327	-	-	1400
-//-		5820 - 5840		1,11	1154	-	1188	-	-	1400
-//-	B-21H <sub>2</sub>	5840 - 5860	70,92	1,24	1290	-	1327	-	-	1400
-//-		5860 - 5880		1,11	1154	-	1188	-	-	1400
-//-	B-22B	5880 - 5890	75,78	1,31	1362	-	1402	-	-	1400
-//-		5890 - 5940		1,11	1154	-	1188	-	-	1400
-//-	B-22H <sub>1</sub>	5940 - 5970	77,24	1,33	1383	-	1423	-	-	1400
-//-		5970 - 6020		1,11	1154	-	1188	-	-	1400
-//-	B-22H <sub>2</sub>	6020 - 6070	63,04	1,07	1113	-	1145	-	-	1400
-//-		6070 - 6100		1,11	1154	-	1188	-	-	1400

Примітка:

1) буровий розчин на якому проводили первинне розкриття, після нейтралізації в ньому цементу і вапна, використати

для вторинного розкриття 1-го об'єкту та глушіння свердловини, тому що він вміщує кислоторозчинну тверду фазу;

2) при відсутності в підрядника вказаних типів хім.реагентів, а також з метою забезпечення стійкості стінок свердловини

та відповідності параметрів бурового розчину, можливо використовувати аналогічні імпорتنі чи вітчизняні хім.реагенти;

3) аніонний поліакриламід і сульфатований асфальт при бурінні хвостовика використовувати

тільки для ліквідації ознак руйнування стінок свердловини;

4) для ліквідації можливих поглинань при бурінні інтервалів 5720-6100 м можливе виконання мармуру крупного

помолу розміром 300 мкн - 25 %, 150 мкн - 25 %, 90 мкн - 50 %.

### 3. Заходи по попередженню та ліквідації аварії при бурінні

Безаварійної проводки свердловини можна досягти при дотриманні технологічної дисципліни, та належного контролю за виконанням вимог, викладених в НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України та інших керівних документах.

З метою попередження аварій і ускладнень, під час проводки свердловини, передбачається проведення наступних заходів.

#### **Організаційні**

Підвищення кваліфікації членів бурової бригади проводити 1 раз в 5 років на курсах з відривом від виробництва.

До робіт по споруджуванню свердловини допускається персонал, який пройшов відповідне навчання по безпечним методам виконання робіт та стажування, яке підтверджене наявністю посвідчень і протоколів, а також не має застережень з боку лікарів, тобто пройшов медогляд з наявністю медичної довідки або заключного акта результатів медогляду працівників.

Перед початком буріння даної свердловини провести пускову конференцію та вивчення Робочого проекту.

В процесі буріння 1 раз в рік проводити навчання бурової бригади по ПФБ та технології буріння з наступною здачею екзаменів і оформленням відповідних протоколів.

На початку кожного місяця, з членами бурових вахт, проводити інформаційні збори по технології буріння в наступному місяці з оформленням відповідного протоколу.

Перед початком роботи кожній вахті проводити 5-ти хвилинний інструктаж по ОП і технології буріння.

Всі операції в свердловині повинні виконуватись бурильником. Передача пульта управління буровою лебідкою іншим особам забороняється, за виключенням робіт по ліквідації аварій.

Щомісячно технологічній службі бурової підрядної організації складати план-карту проведення профілактичних заходів по безаварійному спорудженню даної свердловини і забезпечити виконання всіх заходів у вказані терміни.

Під час виникнення часткового поглинання бурового розчину та під час повної втрати циркуляції необхідно прийняти міри для ізолювання зон поглинання (використання наповнювачів, тампонажні роботи, спуск експандованих обсадних труб або обсадної колони тощо). Якщо поглинання ліквідувати не вдалось, необхідно вирішити питання про можливість буріння з частковим поглинанням або без виходу циркуляції. Необхідно враховувати,

що буріння з поглинанням та без виходу циркуляції під час розкриття продуктивного горизонту дозволяється тільки по спеціальній програмі на підставі письмового дозволу керівника бурової підрядної організації.

Бурову установку необхідно забезпечити ловильним інструментом у відповідності до номенклатури, яка відповідає інтервалу буріння та використовуваному бурильному інструменту. Ловильний інструмент повинен бути справним і підготовленим до роботи. На нього необхідно мати відповідні перехідники і ескізи з вказаними розмірами. Буровий підрядник повинен мати запас ловильного інструменту різноманітного призначення в справному стані.

При виникненні аварії, перед спуском в свердловину ловильного інструменту, необхідно скласти схему залишеної в свердловині компоновки. На ній наносять основні розміри, а також складають схему ловильного інструменту. При тривалості аварії більше 24 годин, необхідно завести журнал реєстрації проведених робіт по її ліквідації.

Після кожного проведення геофізичних досліджень (профілометрія, кавернометрія) по свердловині надавати дані цих вимірів технологічній службі бурової підрядної організації. Про наявність ускладнень (звужень, жолобоутворень і др.) повідомляти бурову бригаду записом в буровому журналі одразу після їх виявлення.

Рекомендується мати аварійний запас нафти для встановлення нафтових ванн в об'ємі більше 20 м<sup>3</sup>.

Перед початком буріння кожного інтервалу забезпечити бурового Підрядника:

- а) обсадними трубами;
- б) долотами;
- в) хімреагентами.

Організувати безперебійне постачання бурової необхідними запчастинами, ПММ, іншими матеріалами та інструментами.

#### ***Попередження аварій з елементами бурильних колон***

Під час буріння маса ОБТ повинна на 25% перевищувати осьове навантаження на долото.

Мати на буровій ескіз КНБК з вказаними зовнішніми і внутрішніми діаметрами, при зміні будь-якого параметру заносити зміни в ескіз.

В процесі буріння організувати контроль стану елементів бурильної колони не руйнуючими методами.

На буровій один раз в місяць виконувати інструментальний замір зносу бурильних замків і тіла труби (особливо в місцях посадки на ПКР).

З метою рівномірного зносу різьбових з'єднань і тіла труби, проводити зміну робочих різьбових з'єднань (через 10 СПО).



Перенарізку різьб ОБТ і перехідників при роторному способі буріння виконувати через 300 годин їх роботи, при відсутності зарізьбових розвантажувальних канавок і через 600 годин при їх наявності. При турбінному бурінні вказаний час подвоюється.

Дефектоскопію бурильних труб, ОБТ і перехідників для свердловин глибиною до 2500 м виконувати через 600 годин при роторному способі буріння і через 800 годин – при турбінному, а для свердловин глибиною буріння більше 2500 м – відповідно через 400 годин і 600 годин, а також перед спуском обсадної колони секціями.

Бурильні труби опресовувати на тиск у 1,5 рази перевищуючий робочий, але не менше  $300 \text{ кг/см}^2$  перед введенням в експлуатацію і через 600 годин механічного буріння, перед спуском обсадних колон секціями і випробуванням на бурильних трубах.

Товщину стінок сталевих труб, замків, ОБТ перевіряти мірними скобами раз в місяць.

Розширювачі і калібратори перевіряти по діаметру при наробці більш 300 годин роботи.

Замкові різьби ОБТ і з'єднувальних перехідників підлягають перевірці 1 раз на місяць. Заміна ОБТ, перехідників (на нарізку різьби) – через 300 год. механічного буріння.

Труби вважати непридатними до роботи, якщо у них виявлені:

1. Тріщини, промиті отвори, вм'ятини та інші явні дефекти;
2. Спрацювання зовнішнього діаметру бурильної колони в зоні роботи ПКР більше 3мм.
3. Кривизна ведучої труби, ОБТ і бурильної труби перевищує 2 мм на 1 метр довжини.
4. Скручування ведучої труби (квадрату) навколо вісі одного кінця по відношенню до іншого перевищує 30 градусів на довжину труби.
5. Обважені бурильні труби бракуються, якщо величини зносу виходять за межі величин, вказаних в таблиці:

Діаметр ОБТ × внутрішній діаметр, мм	Зовнішній діаметр ОБТ, при якому вони бракуються, рівномірний знос, мм	Знос ОБТ в мм, при якому вони бракуються
133 × 57	123	10
146 × 75	136	10
165 × 57	154	11
178 × 80	167	11
203 × 100	191	12 – 15
229 × 75	215	12 – 15

### **З метою попередження прихоплень**

Параметри бурового розчину повинні відповідати вимогам ГТН. Відхилення від установленної величини густини більше як на  $0,02 \text{ г/см}^3$  ( $20 \text{ кг/м}^3$ ) не допускаються.

Під час підйому інструменту здійснювати безперервний долив свердловини. При довготривалих промивках ствола свердловини необхідно проводити розходжування інструмента з обов'язковим обертанням (через 10 хв.).

При довготривалому добванні, кожні 2 доби проводити контрольний підйом інструменту в башмак попередньої колони.

Після кожного добвання свердловину рекомендується промити протягом одного циклу з витратою розчину, при якій проводилось поглиблення свердловини з метою очистки вибою від шламу. Після спуску бурильного інструменту перед початком добання свердловину промити протягом 0,5 циклу, а після розкриття продуктивного горизонту не менше одного циклу до доведення параметрів бурового розчину згідно проекту.

Перед нарощуванням бурильного інструменту в нормальних умовах свердловину промити на протязі 10-15 хвилин.

При проходженні КНБК і долота в інтервалі встановлення башмака попередньої колони швидкість спуску-підйому повинна бути зменшена до мінімуму.

Спуск випробувача пластів допускається при справному наземному обладнанні, при відсутності ГНВП та інших ускладнень.

Не допускати знаходження бурильної колони без руху у відкритому стволі: при відсутності циркуляції, більше 3 – 5 хв., а в тільки що пробуреному інтервалі більше 3 хв.

При заповненні обсадної колони розчином, відновлення циркуляції і при проміжних промивках, колону необхідно утримувати на вазі і періодично її розходжувати.

Секції обсадних колон повинні цементуватися в підвішеному стані. Повне розвантажування секції колони на вибій, або на раніше спущену частину колони забороняється до закінчення терміну ОЗЦ.

При неможливості відновлення циркуляції на протязі 30 хв., бурильну колону слід підняти в башмак попередньої колони і повторити операцію.

Забороняється поглиблювати свердловину, якщо бурильна колона рухається з затяжками, посадками, викликаними осипами, обвалами і товстою рихлою фільтраційною кіркою (в інтервалі залягання проникних порід).

При появі “посадок” спуск бурильної колони призупинити і ретельно проробити ствол свердловини.

При бурінні, відрив долота від вибою, проводити не більше ніж через 60 хв.

Інтервал, пройдений попереднім долотом, але не менше як на довжину квадратної штанги, незалежно від спрацьованості долота, повинен бути пророблений.

Для попередження прихоплення і заклинення бурильної колони в "жолобах", при бурінні під технічну і експлуатаційну колони, над ОБТ встановити вивідні КЛС.

При заклиненні інструменту, під час його підйому, необхідно негайно його розходжувати розвантаженням 20 – 30 т (розходжування поверх власної ваги недопустимо).

При виникненні прихоплення бурильного інструменту, внаслідок осипання, відновити циркуляцію до величини подачі не меншої, як при бурінні інтервалу і приступити до розходжування з натягом і розвантаженням до 20 т, але не більше вантажопідйомності обладнання і вежі, періодично проводити спроби повернути інструмент ротором.

При розбурюванні крейдових відкладів проводити проробку інтервалу попереднього довбання і шаблонування від вибою до башмаку кондуктора через 5 годин перебування інструменту в свердловині, при цьому підтримувати мінімальну водовіддачу (5 - 6 см<sup>3</sup>/30 хв.) бурового розчину.

Під час буріння похило-спрямованої ділянки свердловини вести постійний контроль за виносом шламу. При відсутності виходу шламу на поверхню або зменшення його виносу подальше буріння припинити, а свердловину промити з одночасним розходженням бурильного інструменту не менше одного циклу.

Перед початком випробування в процесі буріння необхідно провести проробку ствола свердловини і обробку бурового розчину для зниження водовіддачі до мінімальних значень і ввести змащувальні домішки.

### ***З метою попередження поглинань бурового розчину***

Параметри бурового розчину повинні відповідати вимогам ГТН.

Відхилення від установленної величини густини більше як на 0,02 г/см<sup>3</sup> (20 кг/м<sup>3</sup>) не допускаються.

Під час поглиблення свердловини, кожен день, для моніторингу в процесі робіт, необхідно проводити гідравлічне моделювання, що виконується підрядником з бурових розчинів.

Витримувати регламентні швидкості спуску інструменту під час СПО, нарощувань і проробок для попередження ефектів «свабування» і «поршнювання» свердловини, особливо у відкритому стволі.

Обмежити швидкість проходки при її різкому збільшенні для забезпечення якісного формування фільтраційної кірки і розвантаження кільцевого простору від вибуреного шламу. Забезпечити достатній (не менше 15 хвилин) час промивки після проходження інтервалів з різким збільшенням швидкості проходки.

Після СПО забезпечити спочатку обертання інструменту і потім плавний ступінчастий пуск насоса з найменшою подачею до стабілізації тиску з подальшим ступінчастим збільшенням подачі насоса до робочої.

Підтримувати мінімальний вміст вибуреної породи (<5%) в розчині.

Підтримувати в розчині необхідну (для звичайних умов - не менше 50 кг / м<sup>3</sup>) концентрацію кольматанта спеціального фракційного складу (Мармурової крихти) для створення малопроникної фільтраційної кірки. Оскільки кольматант постійно видаляється на системі очистки і витрачається на формування фільтраційної кірки - то його вміст необхідно постійно контролювати і при необхідності поповнювати.

На випадок виникнення поглинань, на буровому майданчику завжди повинна зберігатись необхідна кількість хімреагентів для боротьби з ними (ЕСО-міх, мраморна крихта та інші LCM матеріали).

При буріння інтервалів з можливим поглинанням бурового розчину рекомендований відповідний рівень подачі розчину: достатнього для повного очищення свердловини, але не занадто високого, щоб спричинити розмивання пластів.

У процесі буріння свердловини імовірні деякі втрати бурового розчину різної інтенсивності, які пов'язані з розкриттям високопроникних гірських порід. При прояві ознак втрат циркуляції бурового розчину, необхідно оперативно оцінити інтенсивність втрат бурового розчину та діяти відповідно до практичного досвіду боротьби з поглинаннями на цьому родовищі та рекомендації фахівців з бурових розчинів. При необхідності припинити промивання свердловини та розробити заходи відповідно інтенсивності втрат бурового розчину.

При часткових або великих втратах бурового розчину, необхідно закачати наступні пачки:

- **Часткові втрати циркуляції від 10% до 20%:**

Приготувати 3-5 м<sup>3</sup> кольматуючої пачки з концентрацією 30 кг/м<sup>3</sup> органічного наповнювача (ЕСО-міх фракцією 25-50-150-600 мкм) та закачати в свердловину пачку на рівень де спостерігається поглинання. Підтримувати вміст пластозакупорювального матеріалу в розчині від 0,2% до 0,3%..

- **Помірні втрати циркуляції від 20 до 40%:**



Приготувати 5-8 м<sup>3</sup> кольматуючої пачки з концентрацією 50 кг/м<sup>3</sup> органічного наповнювача (ЕСО-mix/Мармурова крихта) та закачати в свердловину пачку на рівень де спостерігається поглинання.

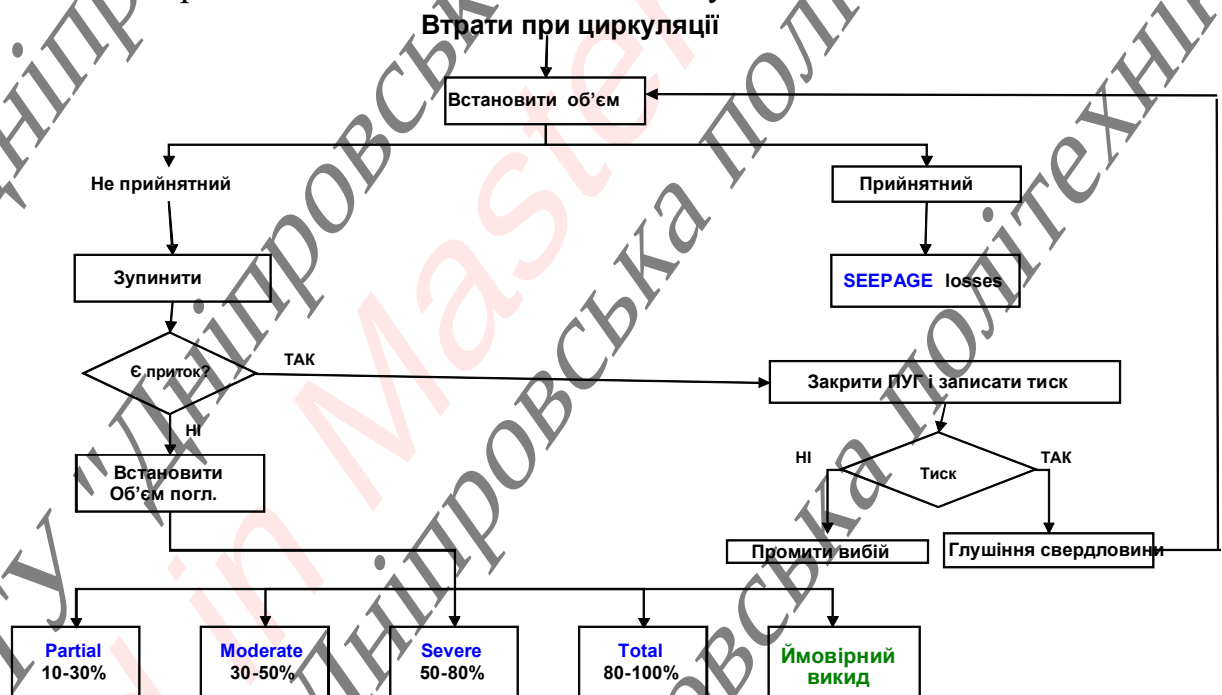
**- Сильні втрати циркуляції від 40 – 50%:**

Приготувати декілька пачок об'ємом 5 м<sup>3</sup> з концентрацією 100 кг/м<sup>3</sup> органічного наповнювача (ЕСО-mix/Мармурова крихта/за умовою узгодження з Замовником додаткових матеріалів, можливо використання інших кольматантуючих хімічних реагентів) та закачати в свердловину пачку на рівень де спостерігається поглинання.

**- Повні втрати циркуляції > 80%:**

Приготувати декілька пачок об'ємом 5 м<sup>3</sup> з концентрацією 120 кг/м<sup>3</sup> ЕСО-mix/Мармурова крихта/за умовою узгодження з Замовником додаткових матеріалів, можливо використання інших кольматантуючих хімічних реагентів. Закачати концентровану пачку на рівень де спостерігається поглинання.

Нижче представлена схема визначення ступеню поглинання.



$$\% \text{ПОГЛИНАННЯ} = \left[ 1 - \left( \frac{\text{Об'єм розчину, який виходить зі св. (м}^3/\text{хв)}}{\text{Об'єм закачаного в свердловину розчину (м}^3/\text{хв)}} \right) \right] \times 100$$

Якщо не вдається ліквідувати ускладнення з втратою бурового розчину, рекомендується обробити всю систему циркуляції пластозакупорювальним матеріалом замість закачування пачок. Це досягається шляхом додавання органічного наповнювача у рекомендованій концентрації. Дані наповнювачі в



разі необхідності можуть бути замінені на інші, з використанням наповнювачів іншого фракційного складу.

При використанні кольматуючих пачок механізми очищення повинні бути відключені.

При бурінні свердловини після розкриття продуктивних горихонтів рекомендується застосування тільки кислоторозчинних кольматантів (ЕСО-тіх, Мармурова крихта), інакше «закупорка» продуктивного пласту може перешкодити експлуатації.

Необхідно дотримуватися правил технології буріння – управління циркуляційною густиною і використовувати 100% кислоторозчинних кольматантів для запобігання та/або усунення будь-яких поглинань. Крім того потенційні диференційні прихоплення будуть мінімізовані використанням підбраного розміру  $\text{CaCO}_3$  (Мармурова крихта) і підтриманням концентрації стабілізаторів бурового розчину.

. Крім того потенційні диференційні прихоплення будуть мінімізовані використанням підбраного розміру  $\text{CaCO}_3$  (Мармурова крихта) і підтриманням концентрації ПАЦ/РПС-М/PAL CHECK.

При появі плавних поглинань, необхідно додати по циклу циркуляції  $10 \text{ kg/m}^3$  додаткового  $\text{CaCO}_3$  (20 та 50 мікрон) .

Поглинання можуть бути також викликані перевищенням еквівалентної циркуляційної густини над градієнтом гідророзриву. В цьому випадку, необхідно зробити наступне:

- 1) Обмежити мех. швидкість буріння;
- 2) Мінімізувати час набору кута і промити свердловину після будь-якого буріння, без обертання інструменту;
- 3) Прокачати кольматційну пачку;
- 4) Зупинити буріння і промити свердловину з обертанням і расходжуванням інструменту;
- 5) Обмежити подачу насоса і прокачати очисну пачку;
- 6) Провести шаблонування ствола до башмака обсадної колони;
- 7) Знизити реологію розчину;
- 8) Знизити густину розчину.

#### ***Попередження аварій з долотами***

Перед спуском долота в свердловину перевірити відповідність його типу і розміру, стан з'єднувальної різьби, чистоту промивальних каналів, обертання його шарошок (крім доліт типу ГНУ, ГАУ та їх аналогів) та люфт.

Під час кожного спуску долота в свердловину ретельно перевірити стан різьби перехідника до якого приєднується долото.

В місцях “виступів”, зон звуження ствола свердловини спуск долота проводити з мінімальною швидкістю.

Для очистки вибою спускати магнітний уловлювач, або вибійний фрез зі шламоуловлювачем не рідше, як через 300 м проходки в породах середньої твердості, через 100 м в твердих породах, а також перед спуском алмазних доліт.

#### ***Попередження аварій з вибійними двигунами (турбобурами)***

Для контролю за станом кріплення різьбових з'єднань ГВД (турбобура) після їх закріплення наносять контрольні мітки, положення яких записують в буровий журнал після кожної СПО.

Після кожного довбання заміряти і записувати в буровий журнал осьовий люфт ГВД (турбобура) і натяг його ніпеля. При збільшенні натягу ніпеля, слід докріпити різьбове з'єднання до зходження торців, а при неможливості, відправити ГВД (турбобур) на ремонт.

При розходжуванні ГВД (турбобура) в свердловині не можна допускати удару його об вибій і тривалість розходжування не повинна перевищувати 30 хв.

В працюючому (спущеному на довжину квадрату в свердловину) ГВД (турбобур) не повинно бути шумів, і нагрівання корпусу.

Забороняється спуск в свердловину ГВД (турбобур), який має негерметичні різьбові з'єднання, биття валу та ін.

#### ***Попередження аварій при кріпленні свердловин***

Всі роботи по кріпленню свердловин обсадними колонами проводити по попередньо розробленому і затвердженому плані робіт у відповідності з вимогами діючих нормативних документів та інструкцій: НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України; НПАОП 11.2-1.18-82, Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах;

ВБН В.2.4-00013741-001:2008 Споруджування свердловин на газ і нафту.

Основні положення; РД 39-093-91, Інструкції по випробуванню свердловин на герметичність;

РД 39-2-132-78, Інструкції по підготовці обсадних труб до спуску в свердловину. При цьому особливу увагу слід звертати на виконання наступних вимог:

а) перед спуском обсадної колони перевірити стан фундаментів під вежею і обладнанням, контрольно-вимірювальних приладів. Відцентрувати вишку, перевірити горизонтальність ствола ротора, справність противикидного обладнання, стан спускного інструменту. Провести

дефектоскопію вантажопідйомного обладнання, елементів гальмівної системи і спускного інструменту. Скласти акт готовності бурової до спуску колони;

б) обсадні труби, призначені для спуску в свердловину, підлягають повній перевірці. Різьби труб перевірити калібром. Труби прошаблонувати по внутрішньому діаметру, перевірити зовнішнім оглядом на наявність раковин, тріщин, накатів, заміряти кривизну у зігнутих труб. Перевірити на відповідність сертифікату і заводському маркуванню. Провести випробування ОТ гідроопресуванням та провести дефектоскопію. В особливо відповідальних колонах провести замір товщини стінок труб. Скласти на містки в порядку спуску та оформити акт готовності обсадних труб. Всі роботи проводити у відповідності з вимогами РД 39-093-91 "Інструкції по випробуванню свердловин на герметичність";

в) спуск колони проводити з використанням спайдеру і моментоміру на машинному ключі;

г) якість цементного розчину повинна відповідати температурним умовам і тискам на вибої свердловини;

д) на буровій необхідно мати бурильну трубу під відповідний діаметр плашок превентора, шаровий кран і відповідний перехідник на обсадну трубу.

#### ***Попередження попадання в свердловину сторонніх предметів***

При відсутності в свердловині бурильної колони устя свердловини повинно бути закрито спеціальною дошкою, або "глухими" плашками превентора;

Рекомендується застосовувати обладнання проти попадання побічних предметів в свердловину;

Над відкритим устям не проводити ніяких сторонніх робіт;

Застосовувати справний спуско-підймальний інструмент;

Шплінтувати пальці з'ємних плашок машинних ключів.

Вкладиші ротору застопорювати.

Роторний зажим ведучої труби закріпляти болтами. Не загроможувати майданчик біля ротору побічними предметами.

#### ***Для попередження аварій при електрометричних роботах необхідно***

Перед проведенням ГДС перевірити стан обладнання, відцентрувати ротор відносно до устя свердловини, проробити ускладнені ділянки стволу, промити його, очистити від шламу, буровий розчин привести у відповідність з геолого-технічним нарядом, підготувати майданчик для установки геофізичних лабораторій, прибрати приймальні містки від труб і інструменту.

Чітко вказати персоналу геофізичної партії стан свердловини і можливі ускладнення при виконанні геофізичних робіт.

Забезпечити початок проведення цих робіт відразу після закінчення підйому бурильної колони. Безперервно проводити спостереження за поведінкою свердловини. Чітко додержуватися вимог інструкцій по проведенню геофізичних робіт в свердловинах. Мати ескіз приладів, які спускаються у свердловину, фіксувати показники лічильника до спуску приладу у свердловину і після його підйому.

***Заходи по попередженню газонафтоводопровів та відкритих фонтанів при бурінні газових та нафтових свердловин***

Бурова компанія повинна розробити ПЛАС та затвердити його в установленому порядку.

Ситуаційний план і програма дій бурової вахти при ліквідації газоводопроводів (ГНВП), схеми обв'язки гирла свердловини ПВО, регламент на монтаж і експлуатацію КГ повинні бути розроблені буровим підрядником і узгоджені у відповідній службі.

Для попередження можливих ГНВП під час буріння свердловин встановлюється і обв'язується з устям свердловини блок доливу, який повинен забезпечувати самодолив або примусовий долив свердловини за допомогою насоса. Підйом труб проводиться з доливанням і підтримкою рівня промивної рідини на усті.

До виконання робіт на свердловині допускаються робітники і інженерно-технічні працівники, які пройшли підготовку і перевірку знань по практичним діям при ліквідації проявлень.

За 50 м до розкриття газоносних горизонтів, на буровій необхідно:

провести обстеження бурової установки і скласти акт про готовність до розкриття газоносних горизонтів комісією підприємства під керівництвом головного інженера;

- забезпечити бурову необхідною кількістю розчину, обважнювача і хімреагентів;
- провести інструктаж бурової бригади по практичним діям згідно з ПЛАС;
- ознайомити бригаду з умовами роботи по розкриттю газоносних горизонтів і при подальших роботах в умовах розкритих пластів-колекторів;
- провести учбові тривоги "ВИКИД" із кожною вахтою;
- на буровій установити плакати і попереджувальні написи: "УВАГА"! На глибині ... (вказати глибину) розкритий напірний пласт", "До плашок верхнього превентора від стола ротора ... (вказати відстань)". Провести дефектоскопію і опресування бурильного інструмента;



- мати на буровій шарові крани згідно п. 6.15 (розділ V. Буріння нафтових і газових свердловин) НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

- одержати дозвіл спеціалізованої аварійно-рятувальної служби на розкриття газоносних горизонтів.

***При бурінні по газоносних горизонтах слід забезпечити:***

- контроль параметрів розчину по густині – через 10 ÷ 15 хв., вмісту газу, температури – кожну годину; СНЗ, показник фільтрації – через 4 год., рівня бурового розчину в приймальних ємностях – постійно. При відхиленні параметрів бурового розчину від установленої норми виміри слід проводити частіше;

- контроль механічної швидкості буріння.

- **При збільшенні механічної швидкості буріння одного метра проходки в два рази необхідно: припинити буріння, припідняти долото над вибоєм на висоту 20 м, зупинити циркуляцію і визначитися з наявністю або відсутністю переливання розчину із свердловини.**

- У випадку відсутності прямих ознак проявлень відновити циркуляцію при посиленому контролі за можливим виникненням прямих ознак проявів пласта.

**Якщо вміст газу в розчині перебільшує фоновий більше, як на 5 %, подальше поглиблення необхідно зупинити до повної ліквідації вказаного надлишку, визначитися з режимом подальшого поглиблення, не допускаючи при цьому підвищення вмісту газу.**

При зростанні об'єму розчину в приймальній ємності необхідно підняти долото на 15-20м над вибоєм, зупинити циркуляцію і прослідкувати протягом 10 хв. за поведінкою свердловини. При відсутності переливу подальше поглиблення можна відновити лише при умові відсутності інших прямих ознак проявлень пласта.

Після закінчення добування промити свердловину на протязі одного циклу з виміром параметрів бурового розчину і, при необхідності, привести їх у відповідність згідно із ГТН.

У випадку часткового або повного поглинання при розкритті (або уже розкритих) напірних горизонтів слід визначитися з темпом поглинання при відсутності циркуляції, і лише потім піднімати труби в башмак або на визначену глибину.

При виявленні прямих ознак ГНВП вахта повинна загерметизувати трубний і затрубний простори і діяти згідно з вимогами ПЛАС.

Після закриття превенторів при ГНВП, необхідно встановити спостереження за можливим виникненням грифонів біля гирла свердловини.



Забороняється проводити закриття плашкового превентора на розвантажених на роторі (на елеваторі або на клинах) трубах, при закритих засувках на хрестовині ПВО або закритих засувках викидних ліній.

Не допускається підвищення тиску під плашками превентора понад встановлений регламентом на розкриття газоносних горизонтів.

Підйом бурильного інструменту при розкритих газоносних горизонтах проводити з постійним доливом свердловини і контролем долитого розчину.

В випадку раптового зменшення ваги на гаку (обрив, падіння труб, підвищення тиску на стояку), якщо свердловиною розкриті високонапірні горизонти, подальші роботи по ліквідації аварії необхідно виконувати під керівництвом досвідченого інженерно-технічного працівника. При таких роботах слід виконувати першочергові заходи по запобіганню ГНВП: постійний долив свердловини, промивка свердловини на найбільшій глибині з контролем і дотриманням параметрів промивної рідини в ГТН.

При наявності ознак ГНВП бурова вахта повинна діяти згідно з планом локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС).

Роботи по ліквідації аварій у свердловинах з розкритим газоносним горизонтом методом установки нафтових (кислотних, водних) ванн слід проводити за планом, узгодженим з спеціалізованою аварійно-рятувальною службою.

При встановленні нафтових (водяних, кислотних) ванн з метою ліквідації прихоплень або проведенні робіт щодо інтенсифікації припливу флюїду в свердловину необхідно забезпечити:

- можливість герметизації устя;
- установлення на нагнітальній лінії бурових насосів зворотного клапана;
- необхідну репресію на газонасичені пласти на весь час установлення та вимивання ванн як за рахунок гідростатичного тиску рідин, так і за рахунок створення додаткового протитиску при герметизованому усті свердловини;
- обов'язкове опресовування нагнітальної лінії перед встановленням ванни;
- можливість швидкого доливання розчину в затрубний простір при виникненні розриву нагнітальної лінії.

При проведенні аварійних робіт перед з'єднанням з залишеним у свердловині інструментом необхідно провести промивку свердловини з приведенням параметрів бурового розчину по циклу до вимог ГТН.

Забороняється залишати свердловину без нагляду за станом рівня на гирлі. При вимушеному простої свердловину слід загерметизувати і установити контроль за підвищенням тисків під плашками превенторів.

Періодичність промивок свердловини при розкритому газоносному горизонті не повинна перевищувати 48 годин.

При вимушених зупинках робіт у свердловині з розкритим газоносним горизонтом слід скласти і узгодити зі спеціалізованою аварійно-рятувальною службою заходи по забезпеченню нормального стану свердловини, які повинні передбачати:

- герметизацію гирла;
- періодичність спуску труб для проведення шаблонування ствола;
- визначення глибини і часу проведення проміжних промивок із метою доведення параметрів до відповідності ГТН при першому після простою спуску труб у свердловину;
- установку цементного моста над розкритим газоносним горизонтом, якщо тривалість простою буде більше 30 календарних днів;
- порядок випробування моста на герметичність;
- порядок розкриття газоносних горизонтів після довготривалого простою.

Підйом бурильної колони при наявності сифону або поршнювання забороняється.

При неможливості усунення сифону (зашламованості ГВД (турбобура), долота тощо) підйом труб слід проводити на швидкостях, які дають можливість врівноважувати об'єми бурового розчину, який виливається і доливається.

При неможливості усунення поршнювання (наявності сальника або звуження ствола свердловини), необхідно здійснювати підйом труб із промивкою і обертанням їх ротором із подальшим переміщенням труб на містки.

Для кожної свердловини, що підлягає освоєнню, складається план із урахуванням технологічних регламентів на ці роботи і призначенням відповідальних осіб за їх виконання. План затверджується технічним керівником бурового підприємства і узгоджується з замовником.

Порядок ведення контролю протифонтанної безпеки на буровій:

- укласти договір на постійне та обов'язкове профілактичне обслуговування свердловини спеціалізованою протифонтанною службою;
- бригади по бурінню, випробуванню та капітальному ремонту свердловин необхідно забезпечити відповідно: Інструкцією по попередженню відкритих фонтанів (ВФ) при бурінні розвідувальних свердловин на нафту і

газ, Інструкцією по попередженню ВФ при випробуванні, капітальному ремонті свердловин на нафту і газ, Оперативним планом ліквідації газоводопроявлень, Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС);

- з початку встановлення ПВО, механіку спільно з буровим майстром провести навчання членів бурової бригади по правилах експлуатації встановленого противикидного обладнання та першочерговим діям по попередженню і ліквідації ГНВП і ВФ згідно розроблених Інструкцій, Оперативного плану та ПЛАС з проведенням учбових тривог „ВИКИД”. При подальшій роботі буровий майстер повинен проводити навчання дій по сигналу „ВИКИД” з кожною вахтою не менше одного разу на місяць з записом у журналі;

- комісіям підприємств з участю представників воєнізованої служби один раз в рік перевіряти у всіх робочих бурових вахт теоретичні знання дій по герметизації гирла свердловини;

- за 50 ÷ 100 м до розкриття і при розбурюванні продуктивної товщі забезпечити цілодобовий інженерний контроль за технологічним процесом буріння свердловини;

- прийняття змонтованої бурової установки (верстату) проводити з участю представника управління Держпраці України;

- монтаж ПВО здійснювати у відповідності з типовими схемами обв'язки, затвердженими буровим підприємством та погоджених з спеціалізованою протифонтанною службою;

- в кінці викидних трубопроводів упорядковувати земляні амбари, які дозволяють вміщувати насичений газом буровий розчин;

- з метою попередження аварій заборонити проведення робіт без надання дозволу протифонтанної служби на розкриття продуктивної товщі, на випробування випробувачем пластів в процесі буріння, на дослідження кожного об'єкту при випробуванні свердловини, на подальше поглиблення свердловини після обв'язки гирла, монтажу і опресування ПВО, на розбурювання цементного моста при розкритій продуктивній товщі, на установку рідинних ванн при розкритій продуктивній товщі, на проведення робіт по ліквідації аварій в свердловинах, які розкрили продуктивну товщу, на демонтаж фонтанної арматури, на подальше проведення робіт після усунення порушень, відмічених у раніше виданій забороні;

- погоджувати з робітниками протифонтанної служби плани розкриття і випробування продуктивних горизонтів, на установку рідинних (нафтової, кислотної, водяної тощо) ванн при розкритій продуктивній товщі;

- проведення робіт по опресуванню для визначення герметичності превенторних установок, фонтанних арматур, проміжних колон разом з встановленим ПВО, маніфольдів ПВО, викидних і міжколонних трубопроводів, герметичності експлуатаційної колони, вимірювальних і продувних трубопроводів • проводити в присутності представника протифонтанної служби;
- первинні опресування проміжних і експлуатаційних колон разом з ПВО, стикувальними пристроями проводити на розрахункові тиски, які вказані в технічному проекті, в присутності представника протифонтанної служби;
- переопресування верхньої частини проміжних і експлуатаційних колон проводити на відповідні розрахункові тиски в присутності представника протифонтанної служби в терміни, визначені буровим підприємством;
- перед розкриттям продуктивної товщі проводити опресування нагнітальної системи бурових насосів, трубопроводу зворотної промивки на тиск відповідно вимог, в присутності представника протифонтанної служби;
- мати на буровій в запасі кульовий кран, регулюючий дросель і 2 засувки високого тиску. Для обслуговування фланцевих з'єднань ПВО – комплект ключів;
- за 50 м до розкриття продуктивної товщі мати на буровій необхідний запас обважнювача, глини, хімреагентів для приготування бурового розчину в кількості не меншій ніж половина об'єму свердловини;
- виводити показання тиску в нагнітальному маніфольді до блоку дроселювання;
- у випадку застосування бурових розчинів з густиною більше 1,4 г/см<sup>3</sup> встановлювати БПР та додатково один дегазатор;
- обв'язка ємностей із запасним розчином повинна забезпечувати повну заміну розгазованої рідини в свердловині без зупинки циркуляції;
- за 50 м до розбурювання продуктивної товщі передбачити завчасно перехід на обважений буровий розчин, з параметрами згідно з ГТН;
- в продуктивному пласті обмежувати механічну швидкість проходки свердловини до величини, яка дозволяє дегазацію бурового розчину по циклу;
- перед початком добання або піднімання бурильної колони при розкритих продуктивних горизонтах вести безперервну промивку свердловини на протязі одного циклу і до вирівнювання параметрів бурового розчину до значень в ГТН;



- забезпечувати бурові ущільнюючим мастилом для нагнітання в корпус засувки високого тиску ПВО і засувок фонтанної арматури в процесі експлуатації;
- бригадами по обладнанню гирла свердловини при їх бурінні і випробуванні перевіряти працездатність ПВО згідно із затвердженим графіком;
- в буровому журналі записувати про кількість і якість бурового розчину, який доливається при підйомі бурильної колони і який витісняється при її спуску, про контроль рівня бурового розчину в резервуарах насосів, про наявність газу в буровому розчині. Якщо вміст газу перевищує фоновий більше ніж на 5 %, подальше поглиблення припинити до повної ліквідації вказаного надлишку;
- за 50 м до розкриття продуктивних горизонтів провести інструктаж бурової бригади по практичних діях згідно з ПЛАСом, ознайомити бригаду з умовами розкриття продуктивних горизонтів, провести навчальні тривоги „Викид” з кожною вахтою;
- щомісячно буровою вахтою проводити перевірку кріплення фланцевих з'єднань ПВО, також після проведення робіт по їх опресуванню;
- промивку і глушіння свердловини при ліквідації ГНВП проводити у відповідності із Оперативним планом і ПЛАС під безпосереднім керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника;
- на свердловинах, які знаходяться у випробуванні, заборонити проведення робіт, поєднаних з промивкою, глушінням, викликом припливу тощо, без застосування в обв'язці насосів зворотного клапана. Роботи по виклику, інтенсифікації припливу, глушінні свердловин, ліквідації гідратоутворень, закупорки НКТ і обв'язки обладнання винесеною породою та по виконанню інших складних технологічних операцій проводити в денний час;
- всі приміщення бурової установки після розкриття продуктивного горизонту повинні провітрюватися, **бурова бригада повинна бути забезпечена газоаналізаторами, якими проводяться необхідні виміри;**
- монтаж противикидного устаткування на усті свердловин і його обслуговування повинні проводитися відповідно до вказівок інструкції з монтажу і експлуатації, розробленої заводом-виготовлювачем, вимогами затвердженої схеми монтажу та “Інструкції з монтажу і експлуатації противикидного устаткування на буровій”, погодженої з протифонтанною службою;



- опресування обсадних колон із установленим противикидним устаткуванням, цементного кільця за колоною необхідно робити відповідно до вимог “Інструкції з монтажу й експлуатації противикидного устаткування на буровій”, “Інструкції з випробування обсадних колон на герметичність” і технічного проекту на будівництво свердловини;

- після монтажу та опресування ПВО разом з обсадною колоною, опресування цементного кільця за обсадною колоною, подальше буріння свердловини може бути продовжене після одержання письмового дозволу представника протифонтанної служби;

- після монтажу противикидного устаткування робітники бурової бригади повинні бути проінструктовані і навчені роботі з превенторною установкою фахівцями підприємства;

- густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна

визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, що перевищує пластовий (поровий) тиск на величину:

- 10 ÷ 15 % для інтервалів глибин до 1200 м, але не більше 1,5 МПа;

- 5 ÷ 10 % для інтервалів глибин до 2500 м, але не більше 2,5 МПа;

- 4 ÷ 7 % для інтервалів глибин більше 2500 м (в інтервалі від 2500 м і до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа;

- забороняється поглиблення свердловини та підйом інструменту, якщо параметри бурового розчину не відповідають параметрам, зазначеним у геолого-технічному наряді;

- буріння в інтервалах з можливими газоводопроявленнями необхідно здійснювати з установкою під ведучою трубою кульового крана;

- при розкритті газоносних горизонтів і подальшому поглибленню свердловини (до спуску чергової обсадної колони) повинен проводитися контроль бурового розчину на газонасиченість;

- забороняється проводити підйом бурильної колони до вирівнювання параметрів бурового розчину по всьому циклу циркуляції;

- якщо об'ємний вміст газу в буровому розчині перевищує 5 %, то повинні прийматися заходи для його дегазації, виявленню причин насичення розчину газом (робота горизонту, надходження газу з вибуреною породою, вспінення тощо) і їхньому усуненню;

- при бурінні в продуктивному газовому горизонті механічна швидкість повинна обмежуватися до значень, при яких забезпечується дегація бурового розчину;

- при підйомі бурильної колони варто забезпечити безперервний долив свердловини і візуальний контроль за об'ємом доливу рідини, що фіксується у вахтовому журналі. На буровому майданчику повинна бути доливна ємність циліндричної або прямокутної форми з відкритою поверхнею мінімальної площі. Не дозволяється використання деформованих ємностей як доливних, якщо деформація ускладнює користування ємністю за призначенням. Об'єм доливної ємності повинен бути на 20% більше максимального об'єму бурильного інструменту, який перебуває у свердловині. Ємність повинна мати люк для зручного очищення від осаду, обладнана рівнеміром, проградуїрована з ціною поділки не більше 200 літрів. Шкала рівня та рівнемір повинні бути освітлені в темну пору доби. Для контролю за її станом та приведення до ладу рівнеміра місткість повинна мати сходи тунельного типу. Нормальний стан ємності – порожня, очищена від осаду. Її необхідно заповнювати лише перед підйомом та негайно після його завершення звільняти від залишків розчину. При різниці між об'ємом розчину, що доливається, і об'ємом металу піднятих труб більше  $0,5 \text{ м}^3$ , підйом повинен бути припинений і вжиті заходи по герметизації гирла;

- при наявності ознак сальникоутворення забороняється підйом інструмента зі свердловини до повної ліквідації сальника шляхом інтенсивного промивання і розхожування інструменту;

- при тривалих простоях свердловини без промивання, перед підйомом інструменту необхідно зробити вирівнювання розчину відповідно до параметрів, зазначеними в геолого-технічному наряді;

- при тривалих простоях свердловини спуск бурильної колони повинен проводитися із проміжними промиваннями і виміром параметрів бурового розчину, що виходить із свердловини;

- при наявності розкритих горизонтів, схильних до газоводопроявлення, підйом інструменту варто робити на знижених швидкостях;

- під час установки нафтових ванн або закачування буферної рідини при цементуванні обсадних колон повинен бути забезпечений протитиск на продуктивні пласти відповідно до встановлених вимог;

- при спуску обсадних колон необхідно обмежити швидкість спуску з метою запобігання гідророзриву пластів, забезпечити своєчасний долив і проведення проміжних промивань;

- з метою запобігання грифонів, міжколонних проявлень і міжпластових перетоків слід дотримуватися заходів по якісному роз'єднанню пластів;

- при спуску обсадної колони необхідно мати на буровій спеціальну опресовану бурильну трубу з перехідником на обсадну колону і наверненим кульовим краном у відкритому положенні;

- гирло закінчених бурінням свердловин повинно бути обладнане у відповідності зі схемою, затвердженою технічним керівником бурового підприємства, погодженої з територіальними органами Держпраці України та протифонтанною службою;

- до робіт на свердловинах з можливими газоводопроявленнями допускаються бурильники і фахівці, що пройшли підготовку за курсом “Протифонтанної безпеки при бурінні свердловин”;

- щорічно повинні проводитися комплексні перевірки стану профілактичної роботи з попередження відкритих газових фонтанів працівниками підприємства разом із працівниками воєнізованої служби. За підсумками перевірок проводяться наради і розробляються заходи щодо усунення виявлених недоліків;

- щокварталу з персоналом бурових бригад повинен бути проведений інструктаж з попередження ГНВП і відкритих фонтанів відповідно до програми періодичного інструктажу, затвердженої головним інженером підприємства;

- проведення учбово-тренувальних занять по сигналу “ВИКИД” є основною формою практичного навчання робочих бригад при бурінні свердловин першочерговим діям при газоводопроявленнях. Періодичність проведення навчальних тривог - не рідше одного разу на місяць із кожною вахтою. Відповідальним за їхнє проведення є буровий майстер;

- керівники і фахівці підприємства при відвідуванні об'єктів буріння зобов'язані проводити контрольні навчальні тривоги по сигналу “ВИКИД” з наступним розглядом і оцінкою дій вахти;

- кожен випадок ГНВП повинен бути ретельно розслідуваний, обставини і причини його виникнення пророблені із членами бурових бригад, фахівцями підприємства;

- при виявленні ГНВП бурова вахта зобов'язана загерметизувати гирло свердловини, канал бурильних труб, інформувати про це керівництво бурового підприємства;

- після герметизації свердловини подальші роботи з ліквідації ГНВП проводяться під керівництвом фахівців підприємства за спеціальним планом;

- після герметизації гирла при газонафтоводопроявленні необхідно встановити спостереження за можливим виникненням грифонів навколо свердловини;

- у буровій бригаді повинні бути наступні документи з протифонтанної безпеки:

- Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості;

- Схема монтажу ПВО на гирлі свердловини;

- Інструкція з монтажу і експлуатації противикидного устаткування на буровій;

- Інструкція з попередження виникнення газоводопроявлень і відкритих фонтанів при будівництві нафтових і газових свердловин;

- Інструкція з дій бурової вахти при виникненні газоводопроявлень і відкритих фонтанів;

- Журнал обліку проведення навчальних тривог;

- Відомість на противикидне устаткування з відповідними паспортами, актами,

- сертифікатами, перелік яких викладений в “Інструкції з монтажу і експлуатації ПВО на буровій”;

- по не викладених в інструкції питаннях варто керуватися “Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості”.

### **3. Спеціальна частина**

#### **ЗАХОДИ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПРИХВАТІВ ПРИ БУРІННІ**

##### **3.1 Прихвати внаслідок прилипання під дією диференційного тиску**

Прихвати цієї категорії виникають проти проникних порід (пісковики, трищівуваті вапняки, доломіти тощо) при перевищенні гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим тиском. Як правило, прихвати цієї категорії виникають, якщо бурильна колона залишається без руху протягом навіть незначного часу. В таких випадках прихвату додатково сприяє: використання бурового розчину з підвищеною фільтрацією; наявність у розкритому розрізі пластів з АНПТ; низькі мастильні властивості бурового розчину; наявність значної кривизни ствола, насамперед в похилих і горизонтальних свердловинах тощо. Особливу небезпеку виникнення прихватів бурильних колон під дією диференційного тиску становить наявність у відкритому розрізі свердловин проникних пластів з аномально низькими тисками (виснаженими в процесі розробки родовищ).

Величина утримувальної сили при прихваті залежить від проникності породи, величини репресії на пласт, типу і складу бурового розчину, фізико-механічних властивостей фільтраційної кірки (липкості, товщини, пористості, проникності, міцності структури), розміру конфігурації елементів бурильної колони (величини поверхні контакту) проти проникних порід і часу цього контакту тощо.

Звичайно при виникненні прихватів цієї категорії циркуляція бурового розчину зберігається.

**1.1.1** Для попередження прихватів під дією диференційного тиску потрібно при розробці конструкції свердловин, по можливості, виключати умови виникнення великих перепадів тиску на проникні пласти.

Треба передбачати відокремлювання обсадними колонами інтервалів розрізу, буріння яких пов'язане з необхідністю подолання ускладнень,



протилежних за характером проявлення (поглинання - газопроявлення або поглинання - руйнування порід і інш.).

**1.1.2** Геологічна служба ВБР повинна здійснювати оперативний контроль за процесом буріння свердловин і своєчасно, в установленому порядку, керуючись рішеннями геолого-технічних нарад, вносити корективи в ГТН відповідно фактичним геологічним умовам.

**1.1.3** Густина бурового розчину для розкриття проникних пластів, особливо небезпечних у виникненні прихватів під дією диференційного тиску, рекомендується визначати із розрахунку перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим (в покрівлі горизонту із максимальним градієнтом тиску) на мінімальну величину у відповідності з вимогами НПАОП 11.2-1.18:

- 10 % для свердловин глибиною до 1200 м, але не більше 1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>);

- 5 % для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 до 2500 м), але не більше 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);

- 4-5 % для свердловин глибиною більше 2500 м (інтервалів від 2500 м до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа (35 кгс/см<sup>2</sup>).

**1.1.4** Перед розкриттям продуктивних горизонтів, особливо з АНПТ, потрібно проводити комплекс геофізичних досліджень з метою уточнення розрізу, який розкривається, і тисків в пластах-колекторах: за даними ГДС і поточних тисків в продуктивних пластах за даними фактичних ізобаричних

карт по родовищах та своєчасно корегувати густина і властивості бурового розчину на фактичні геологічні умови.

**1.1.5** Показник фільтрації бурового розчину потрібно підтримувати мінімальним згідно з вимогами технічного (робочого) проекту, у тому числі при вимірюванні в умовах, які відповідають вибійним.

**1.1.6** При бурінні у високопроникних породах і горизонтах АНПТ потрібно застосовувати бурові розчини кольматаційно-закріплювальної дії з обробкою мармуровою крихтою (крейдою), полімерами і іншими кольматуючими реагентами, додавати інертні наповнювачі (целюлозний реагент і інш). Доцільно також застосування нафтоемульсійних розчинів, якщо це не суперечить нормам охорони надр і навколишнього середовища.

**1.1.7** При застосуванні бурових розчинів на водній основі треба підтримувати вміст колоїдної глинистої фази в них не більше 4%.

Бурові розчини потрібно обробляти хімічними реагентами, які сприяють утворенню тонких малопроникних фільтраційних кірок (КМЦ, ПАЦ, ПАА, ССБ, КССБ, високоокислений бітум, солтекс, бітум тощо).

**1.1.8** Для зменшення липкості кірки в буровий розчин треба вводити мастильні добавки (нафта, графіт, лабрикол тощо) і підтримувати оптимальну величину коефіцієнта тертя кірки (КТК) в межах 0,15-0,20.

Вміст нафти в буровому розчині рекомендується підтримувати в залежності від густини бурового розчину (таблиця 6.1) і за умови дотримання вимог охорони надр і навколишнього середовища.

Разом з нафтою рекомендується вводити ПАР чи високоокислений бітум, який сприяє кращому емульгуванню нафти, зменшенню фільтрації і товщини кірки.

Введення графітового порошку треба проводити в кількості до 1 масових % до об'єму бурового розчину.

При необхідності обважнення бурового розчину рекомендується в якості обважнювача застосовувати барит, а в інтервалі продуктивних пластів - крейду (до густини  $\rho \leq 1350 \text{ кг/м}^3$ ).

ТАБЛИЦЯ 3.1 - Рекомендований вміст нафти в буровому розчині в залежності від його густини

Густина бурового розчину, $\text{кг/м}^3$	1100-1300	1300 - 1500	1500 - 1700	1700 - 2000	і більше
Вміст нафти, %	8-10	10-12	12-15	15-18	20

**1.1.9** Для зменшення притисуючої до стінок свердловини сили (утримувальної сили) в інтервалах залягання високопроникних порід потрібно підтримувати мінімальну інтенсивність просторового викривлення ствола свердловини.

**1.1.10** При бурінні у високопроникних породах рекомендується в КНБК застосовувати ОБТ з спіральними канавками або квадратним перерізом. При їх відсутності встановлювати ОБТ із центруючими протиприхватними опорами квадратного перерізу.

Місце встановлення протиприхватних опор в КНБК, підбір їх типу-розміру проводити за вказівкою технологічної служби ВБР.

Зовнішній діаметр проміжних опор повинен бути на 8-12 мм меншим від діаметра долота.

**1.1.11** На бурових установках з електроприводом треба мати дизель-генераторну станцію відповідної потужності для підйому бурильної колони у випадку аварійного відключення електроенергії.

При бурінні в розрізах з розкритими горизонтами з АНПТ, на випадок раптового відключення електропостачання, аварійна дизель-генераторна станція повинна знаходитися в стані постійної готовності, тобто постійно працювати в режимі холостого ходу.

**1.1.12** В процесі спуску бурильної колони перед входом в прихваторнебезпечну зону потрібно провести перевірку аварійного двигуна роторного ланцюга, бурових насосів, засобів очищення та дегазації розчину тощо. Виявлені несправності усунути.

Заборонено спускати бурильну колону в прихваторнебезпечну зону при несправних бурових насосах, роторному ланцюгові, енергетичному і іншому обладнанні тощо.

**1.1.13** У розрізі з високопроникними пластами бурильну колону потрібно безперервно розходжувати.

При вимушених зупинках тривалістю 3-4 години потрібно підняти бурильну колону в прихваторбезпечний інтервал або в башмак проміжної колони.

**1.1.14** При бурінні в прихваторнебезпечній зоні перед кожним нарощуванням бурильної колони треба проводити проробку ствола на довжину ведучої труби до повного вільного проходження долота до вибою без промивання і обертання.

Перед відгвинчуванням ведучої труби, після посадки бурильної колони на клини (елеватор), потрібно повернути колону ротором (5-10 обертів в залежності від довжини бурильної колони).

Під час спуску ведучої труби в шурф, її підйомі та при затягуванні бурильної труби в бурову для нарощування необхідно також повертати бурильну колону ротором.

**1.1.15** При розкритті високопроникних горизонтів та інтервалів особливо небезпечних щодо прилипання бурильної колони потрібно обмежувати механічну швидкість буріння до 1 м/год для покращення умов кольматації порід.

**1.1.16** При знаходженні бурильної колони в прихваторнебезпечному інтервалі під час буріння чи вимушених зупинок (ремонт насосів, ланцюгів, промивка, зміна вахти тощо) заборонено бурильнику відлучатися від гальма

лебідки. Передавати управління нею дозволяється тільки тим членам бурової бригади, які мають кваліфікацію не нижче 5 розряду і згідно наказу (розпорядженню) мають право працювати за гальмом лебідки.

**1.1.17** При бурінні інтервалів з горизонтальною ділянкою ствола і похило-спрямованих свердловин з кутами нахилу більше  $30^{\circ}$  потрібно додатково застосовувати наступні заходи:

**1.1.17.1** Властивості бурового розчину повинні відповідати вимогам 6.1.6 цього стандарту.

**1.1.17.2** Показник фільтрації бурового розчину треба підтримувати мінімальним, згідно вимог ГТН та робочого проекту, в тому числі при вимірюванні в умовах, які відповідають вибійним.

**1.1.17.3** Коефіцієнт тертя кірки (КТК) не повинен перевищувати величину 0,15.

**1.1.17.4** Забезпечувати якісне очищення бурового розчину від вибуреної породи за допомогою 4-х ступеневої системи очищення, яка обов'язково повинна включати центрифугальні установки.

**1.1.17.5** У випадку вимушених зупинок постійно розходжувати бурильну колону, не залишаючи її без руху більше 1 хвилини. При неможливості розходжування – проводити провертання бурильної колони через кожну хвилину по 10-12 обертів в залежності від довжини бурильної колони.

В будь яких випадках не залишати бурильну колону без руху більше однієї хвилини.

**1.1.17.6** Перед нарощуванням бурильної колони потрібно пройти до вибою з промивкою і обертанням на довжину ведучої труби. Нарощування починати тільки в присутності в буровій повного складу вахти та справності обладнання і допоміжних механізмів. Під час нарощування бурильну колону періодично провертати ротором по 10-12 обертів. Нарощування проводити швидко. При виникненні в процесі нарощування непередбачених зупинок потрібно прийняти всі заходи з розходжування бурильної колони.

**1.1.17.7** При виявленні ознак зависання бурильної колони проводити підривання її від вибою.

**1.1.17.8** При необхідності проведення інклінометричних вимірювань в кінці пробуреної ведучої труби (квадрату) потрібно роботи проводити в наступній послідовності:

- провести підйом бурильної колони на довжину ведучої труби з промивкою;
- допустити бурильну колону до вибою із промивкою і з обертанням;
- підняти бурильну колону на довжину ведучої труби з промивкою;
- допустити бурильну колону з промивкою і обертанням на відстань 2-3 м від вибою;
- зупинити циркуляцію і рух бурильної колони на 60 с;



- через 60 с включити циркуляцію (відразу на повну подачу), і почати обертання бурильної колони.

Подальші роботи здійснювати за узгодженням із технологічною службою ВБР. При цьому не залишати бурильну колону без руху.

**1.1.17.9** Спуск бурильної колони в інтервалі зміни складу КНБК (або конфігурації долота) потрібно проводити із сповільненою швидкістю із перевіркою вільного ходу вгору після спуску кожної свічі.

**1.1.17.10** При незначних посадках чи затягненнях (до 30-50 кН або 3-5 тс) потрібно провести розходжування бурильної колони вгору-вниз до повного припинення посадок або затягнень.

Місця значних посадок або затягнень потрібно пройти з промивкою і проробкою з обертанням.

Останні 10 м над вибоєм потрібно проробляти незалежно від наявності посадок чи затягнень.

**1.1.18** При бурінні в особливо прихваторнебезпечних зонах долото після нарощування повинно знаходитися вище вибоєм на 5-7 м. Для цього потрібно застосовувати ведучу трубу (квадрат) довжиною значно більшою довжини бурильної труби, що нарощується.

### **3.2 Прихвати внаслідок заклинювання КНБК під час її переміщення у свердловині**

Прихвати цієї категорії характерні для зон звуження ствола свердловини, обумовлених спрацюванням доліт по діаметру в твердих абразивних породах (пісковиках, алевролітах, піщанистих вапняках, доломітах тощо), для інтервалів різкої зміни напрямлення вісі ствола (зенітного кута, азимута) свердловини, а також для інтервалів інтенсивного наростання фільтраційних кірок, обвалоутворення тощо. Як правило такі прихвати виникають при спуску бурильної колони і характеризуються значним її розвантаженням.

**1.2.1** Для попередження виникнення прихватів внаслідок заклинювання КНБК під час її переміщення у свердловині потрібно:

- при спуску нового тришарошкового долота проробити інтервал пройдений попереднім долотом: при проходці на долото до 15 м – весь інтервал, а при більшій проходці – в залежності від величини спрацювання попереднього долота, але не менше, ніж на довжину ведучої труби;

- долота з герметизованими опорами доводити до вибоєм з промивкою і обертанням на малій швидкості;

- не допускати посадок більше 50 кН (5 тс).



При наявності посадок більше 50 кН (5 тс) бурильну колону потрібно припідняти і проробити без навантаження місця посадок, але не менше, ніж на довжину ведучої труби;

- при наявності затягнень в процесі підйому попереднього долота – при черговому спуску треба проробити місця затягувань, але не менше ніж на довжину ведучої труби.

**1.2.2** На всіх бурових для кожного розміру доліт потрібно мати шаблон максимально допустимого діаметра.

**1.2.3** Перед спуском алмазних доліт (з природними алмазами і полікристалічними типу PDC) та доліт ІНМ треба проводити спеціальну підготовку ствола свердловини, яка включає:

- одне-два довбання шарошковими долотами з очищенням вибою від металу і шламу металошлямовловлювачем;

- проробку роторним способом ділянок звуження ствола свердловини тришарошковими долотами з відкритими опорами ;

- при потребі провести гідроопресовування бурильної колони і маніфольдної лінії.

Перший спуск алмазного долота, або долота ІНМ треба, по можливості, проводити на роторній компоновці з включенням в КНБК ударного механізму верхньої дії або роз'єднувального перехідника. Під час спуску всі місця звужень і посадок потрібно проробити. Також потрібно провести проробку долота на вибої протягом однієї години.

**1.2.4** При бурінні АБІ або долотами ІНМ потрібно дотримуватись наступних заходів:

- при наявності двох, або більше доліт, буріння почати долотом максимального діаметра. В подальшому в роботу включати долота з поступовим зменшенням діаметра;

- долота відробляти з таким розрахунком, щоб буріння найбільш абразивних прошарків проводити повномірним долотом;

- кожним новим долотом проводити буріння з відробкою по діаметру не більше 2 мм;

- відрив долота від вибою проводити не рідше ніж через 1 годину при бурінні суцільним вибоєм, а при бурінні з відбором керна – згідно 5.8.

- після спрацювання доліт на величину до 2 мм провести їх сортування і продовжити відробку повторно, починаючи з долота максимального діаметра.

**1.2.5** Заборонено використовувати алмазні долота та долота ІНМ із зносом по діаметру більше 4 мм.

**1.2.6** На кожний спуск алмазного долота, або долота ІНМ потрібно видавати завдання буровій вахті із вказівками режиму спуску і інтервалів проробки ствола.

Спуск алмазного долота, або долота ІНМ, у відкритому стволі треба проводити на понижений швидкості, не допускаючи посадок більше 10-30 кН (1-3 тс).

Для розробки режиму спуску потрібно використовувати дані кавернометрії, профілометрії та інклінометрії по даній (чи сусідній) свердловині. В зонах можливих звужень чи різких змін азимута ствола швидкість спуску не повинна перевищувати 0,3 м/с.

При спуску алмазного долота, або долота ІНМ, треба обов'язково проробити інтервал буріння попередніх довбань, після яких діаметр піднятого долота був менше діаметра долота, що спускається.

В будь-якому випадку треба проробити не менше 20 м привибійної зони.

**1.2.7** При бурінні алмазними долотами, або долотами ІНМ вибійними двигунами потрібно :

- проводити пробний запуск вибійного двигуна на гирлі без долота;
- періодично через 15-20 хв. буріння проводити повертання бурильної колони ротором чи постійно обертати її на І швидкості (40- 60 об/хв);
- через кожні 72 години проводити контрольний підйом бурильної колони (шаблонування ствола) в інтервалі проникних порід, але не менше 100 м;
- не розходжувати турбобур на вибої більше 0,5 години. Якщо турбобур завести не вдається, то треба провести підйом бурильної колони.
- дотримуватися заходів згідно з 6.2.4;
- через кожних 48 годин проводити контрольний підйом бурильної колони на висоту пробуреного алмазним або долотом ІНМ інтервалу.

**1.2.8** Спуск алмазного долота, долота ІНМ чи одношарошкового долота після відбору керна потрібно проводити тільки після проробки ствола тришарошковим долотом з відкритою оцорою.

**1.2.9** При виникненні заклинювання бурильної колони в процесі спуску бурильник повинен:

- розходжувати бурильну колону тільки натягом ввєрх до 100-150 кН (10-15 тс) зверх власної ваги;

- по можливості відновити циркуляцію одним клапаном з поступовим збільшенням числа клапанів і промити свердловину при періодичному розходжуванні.

**1.2.10** При заклинюванні бурильної колони під час підйому забороняється звільнювати її натягом зверху власної ваги.

В таких випадках бурильник зобов'язаний розвантажити колону бурильних труб на вагу КНБК і спробувати збити колону вниз. Якщо заклинювання не ліквідоване, то повторити операцію до 4-5 раз, не збільшуючи навантаження зверху власної ваги бурильної колони.

### 3.3 Прихвати в жолобних виробках

При бурінні свердловин на родовищах і площах жолобоутворення є найбільш розповсюдженим видом ускладненості стволів свердловин, що нерідко приводить до затягнень і прихватів бурильних колон.

Прихвати в жолобних виробках характеризуються як правило, появою при підйомі бурильної колони миттєвих затягнень великої величини.

Спроби звільнити колону труб додатковими натягненнями приводить до ще більшого затягнення її в жолобну виробку. Звичайно циркуляція бурового розчину після виникнення прихвату відновлюється легко, але це не сприяє звільненню бурильної колони.

Утворення жолобних виробок відбувається практично у всіх гірських породах в результаті, головним чином, поступального руху бурильної колони по стінці свердловини. При цьому процес жолобоутворення найбільш інтенсивно протікає в глинах, в яких жолобні виробки створюються глибше і ширше. Але заклинювання відбуваються переважно в більш міцних породах (пісковик, алевроліт, вапняк тощо). Інтенсивність жолобоутворення залежить від:

- величини і темпу викривлення ствола;
- частоти повздовжніх переміщень бурильної колони при промивках, проробках, зупинках у відкритому стволі;
- частоти спуско-підймальних операцій;
- конфігурації елементів бурильної колони;
- кавернозності ствола тощо.

Величина жолобних виробок пропорційна тривалості впливу вищевказаних факторів.

Чим більше довжина жолобної виробки, жорсткість ОБТ і інтенсивність викривлення свердловини і чим менше ширина жолоба, тим, при інших рівних умовах, найбільш вірогідні затягнення бурильної колони і втрата її рухомості. Небезпечними щодо прихвату бурильних труб є жолобні виробки довжиною  $\geq 20$  м і утворення їх в інтервалах, де має місце чергування порід за міцністю.

**1.3.1** Для зменшення жолобоутворення і попередження заклинювань бурильних колон в жолобних виробках потрібно виконувати вимоги СОУ [2,4], зокрема:

- при бурінні похило-спрямованих та горизонтальних свердловин суворо дотримуватись проектних параметрів режиму буріння і КНБК, які передбачені в робочій програмі та робочому проекті на проведення даної свердловини;

- при бурінні вертикальних свердловин у випадках природного викривлення ствола не допускати різкої зміни азимута і Zenітного кута (з інтенсивністю просторового кута більше ніж  $3-4^0$  на 100 м);

- підйом бурильної колони в інтервалі жолобних виробок проводити на пониженій швидкості не допускаючи зтягнень більше 49 кН (5тс) зверх ваги бурильної колони, яка зафіксована при підйомі. Розходжування колони бурильних труб у випадках зтягнень проводити тільки розвантаженням і обертанням;

- не звільнювати зтягнуту в жолобоутворення бурильну колону натягом її зверх власної ваги;

- періодично у відповідності з вимогами робочого проекту проводити інклінометрію і профілетрію всієї частини відкритого ствола, а саме: в

твердих і середніх породах через 300 м проходки і менше; в м'яких – через 500 м буріння нижче башмака останньої обсадної колони, а потім - через 200-300 м буріння та перед спуском обсадних колон. При виявленні жолобних виробок заміри потрібно проводити не рідше ніж через 100 м буріння;

- інтервали жолобоутворень і зтягнень бурильної колони при підйомі відмічати в буровому журналі і карті ускладнень, доводити цю інформацію до відома бурильників під розпис;

- мати на буровій в (культбудці) діаграми профілетрії і плакат з вказівками інтервалів небезпечних жолобоутворень. Відмічати на профілеграмі глибини розташування долота і місця переходу від бурильних труб до ОБТ в момент зтягнень;

- за результатами геофізичних досліджень і поведінки бурильного інструменту в свердловині своєчасно аналізувати ситуацію і робити висновки про наявність виступів і жолобів, їх величини і ступені небезпеки та надавати пропозиції з їх усунення.

**1.3.2** При виявленні небезпечних жолобних виробок для попередження попадання в них бурильної колони і її заклинювання, треба змінювати КНБК і склад її елементів, зокрема, встановлювати вивідні центратори (КЛС) в місцях переходу з одного діаметра ОБТ на інший, переходу з ОБТ або вибійного двигуна на бурильні труби тощо. При цьому зміну КНБК проводити після детального аналізу стану ствола за результатами профілетрії і затверджувати керівництвом ВБР.

**1.3.3** Якщо виникла потреба зміни КНБК і включення в неї елемента, діаметр якого незначно відрізняється від діаметра замків бурильних труб, то інтервал ствола з наявністю жолобоутворень потрібно проробляти, а швидкість спуску і підйому КНБК в зоні жолобоутворень обмежити.

Параметри і тип бурового розчину повинен відповідати ГТН.

**1.3.4** Для скорочення кількості спуско-підймальних операцій і меншої наробки жолобних виробок потрібно поширити застосування найбільш



високопродуктивних трьохшаршкових або алмазних доліт та доліт ІНМ в поєднанні з високомоментними турбобурами (вибійними двигунами).

**1.3.5** Треба постійно стежити за спрацюванням вивідних КЛС, зміною конфігурації жолобних виробок і наявністю затягнень бурильного інструменту під час підйому. У разі необхідності проводити заміну вивідних КЛС на КЛС більшого діаметра. Спуск бурильної колони і проробку ствола після заміни КЛС вести під контролем бурового майстра або ІТП.

**1.3.6** Підйом бурильної колони в інтервалі жолобних виробок треба проводити на пониженій швидкості не допускаючи затягнень більше ніж 49 - 59 кН (5-6 тс).

**1.3.7** При зростанні в часі затягнень в інтервалах жолобних виробок і неможливості збільшення діаметра вивідного КЛС або при безпосередній загрозі заклинювання бурильної чи обсадної колони в жолобних виробках потрібно проводити їх руйнування. Руйнування можна проводити з

допомогою розширювачів, торпедуванням або спеціальними КНБК з ексцентричними елементами (перехідниками).

**1.3.8** Руйнування жолобних виробок в м'яких породах треба проводити лопатевими розширювачами, а в середніх і твердих – шаршковими.

У процесі руйнування жолобних виробок розширювачами треба дотримуватися заходів з попередження забурювання нового ствола.

**1.3.9** У випадку неможливості руйнування жолобних виробок розширювачем (наприклад, відсутність зумпфа достатньої довжини) рекомендується руйнувати жолоби вибухами шнурових торпед.

Після закінчення вибухових робіт свердловину потрібно ретельно проробити з швидкістю не більше 20-30 м/год.

**1.3.10** У випадку, коли завчасно відомі інтервали можливого жолобоутворення, і довжина цих інтервалів значна, буріння свердловини в цих інтервалах треба починати долотом діаметр якого менший за проектний з послідуєчим її розширенням після релаксації напружень у гірському масиві та виникненні ознак наявності жолобоутворень у свердловині. Інтервали можливого жолобоутворення визначаються за поряд пробуреними свердловинами.

**1.3.11** При жолобоутвореннях великої довжини та глибини, як виняток, можливе використання заливки цих жолобів цементним розчином з послідуєчим розбурюванням цементного моста.

Недоліком такого способу є велика вірогідність забурювання нового ствола при розбурюванні цементного моста, так як міцність навколишніх порід може виявитися нижчою міцності цементного каменю навіть після

незначних термінів тужавіння. При визначенні складу цементного розчину потрібно досягти найменш можливої його фільтрації для зменшення напруження в гірських породах.

**1.3.12** Ефективність руйнування жолобоутворень, як під час буріння, так і під час підготовки свердловини до кріплення, потрібно перевіряти профілеміром. Це дозволить, у разі потреби, здійснити додаткові проробки або інші заходи.

**1.3.13** Вибір КНБК для буріння вертикальних і похило-спрямованих свердловин потрібно здійснювати з умов забезпечення якомога мінімальної інтенсивності просторового викривлення ствола свердловини.

### **3.4 Прихвати внаслідок сальникоутворення**

Прихвати внаслідок сальникоутворення виникають в основному при розбурюванні глинистих і крейдових відкладів, а також добре проникних порід, на яких формується товста фільтраційна кірка. В цих умовах утворенню сальників сприяє забруднення ствола свердловини вибуреною породою внаслідок незадовільної промивки, недостатнього очищення бурового розчину від вибуреної породи і шламу, злипання частинок породи і фільтраційних кірок, низька швидкість висхідного потоку бурового розчину внаслідок недостатньої продуктивності насосів, тривале буріння в глинистих чи крейдових відкладах без відриву долота від вибою, ступінчастість ствола, каверни і жолобні виробки в стволі, негерметичність бурильної колони. Звичайно у випадку прихвату цієї категорії циркуляція бурового розчину втрачається частково чи повністю.

Признаками утворення сальника на бурильному інструменті може бути:

- падіння механічної швидкості буріння при неспрацьованому долоті;
- виникнення затягнень при відриві долота від вибою. Це може бути також внаслідок порушення герметичності бурильної колони і зменшення продуктивності промивки через долото;
- підвищення крутного моменту (по амперметру) при обертанні бурильної колони;
- іноді підвищення тиску в нагнітальній лінії на 1-1,5 МПа (10-15 кгс/см<sup>2</sup>);
- виникнення затягнень при підйомі чи посадок при спуску тощо.

**1.4.1** Для попередження сальникоутворення і пов'язаних з цим прихватів бурильних колон потрібно:

проводити ретельне очищення бурового розчину від вибуреної породи на віброситах, гідроциклонами, центрифугами і у відстійниках. В'язкість і

СНЗ розчину підтримувати, по можливості, мінімальними (ненижче указаних в ГТН і РТК);

- забезпечувати промивку свердловини при продуктивності насосів, передбаченої робочим проектом;

- підтримувати вміст мастильних добавок в межах, рекомендованих 6.1.8;

- при бурінні в глинистих і крейдяних відкладах застосовувати, по можливості, рівнопрохідну по зовнішньому діаметру КНБК (без різких переходів), яка забезпечує високу (до 2,5 м/с) швидкість висхідного потоку бурового розчину в привибійній зоні за рахунок малих кільцевих зазорів;

- перед кожним нарощуванням, не менше 2 разів, проробляти ствол свердловини на довжину ведучої труби;

- при нарощуванні піднімати бурильну колону на довжину свічки;

- при бурінні в породах, схильних до набухання, через кожні 100 м проходки, але не більше 8 годин механічного буріння, проводити контрольний підйом бурильного інструменту в башмак обсадної колони;

- при наявності затягнень подальше поглиблення припинити і шляхом розвантаження та повертання з максимальною промивкою добитись ліквідації сальника;

- підйом перших двох свічок проводити на малій (першій-другій) швидкості лебідки.

**1.4.2** При появі ознак порушення герметичності бурильної колони (падіння тиску, спад температури висхідного бурового розчину) підняти долото від вибою не менше 15 м, перевірити роботу насосів.

Якщо насоси справні, то потрібно підняти бурильну колону на поверхню із перевіркою візуальним оглядом. Якщо місце промивання при підйомі не виявлено, то провести опресування бурильного інструменту.

**1.4.3** При спуску долота сальник може утворитись в результаті здирання фільтраційної кірки із стінок свердловини. Тому рекомендується привибійну зону (15-20 м) проробляти із швидкістю 1 м/хв, при інтенсивній промивці обкатати долото протягом 30-40 хвилин, поступово збільшуючи навантаження на долото до заданого. У випадку застосування доліт з герметизованою опорою проробку і обкатку не проводити, а обмежитись інтенсивною промивкою привибійної зони в інтервалі 10-15 м протягом 15-20 хвилин.

**1.4.4** При появі ознак утворення сальника в процесі буріння потрібно:

- припинити поглиблення свердловини, багаторазово проробити привибійний інтервал з частими відривами від вибою;

- перевірити якість розчину і при потребі обробити його;

- після зникнення ознак наявності сальника тимчасово зменшити навантаження на долото і зробити частішими відриви долота від вибою.

**1.4.5** Перед підйомом бурильної колони в умовах сальникоутворення свердловину потрібно промити не менше 1 циклу з перевіркою якості і обробкою (при потребі) бурового розчину.

**1.4.6** При виникненні затягнень при підйомі бурильної колони треба зупинити підйом, відновити циркуляцію при роботі насоса одним клапаном поступово збільшуючи продуктивність до величини, яка раніше застосовувалась, і проробити місця затягнень до їх ліквідації.

При проробці не допускати затягнень і різких підвищень тиску в нагнітальній лінії.

**1.4.7** У випадку виникнення ефекту поршнювання треба припинити підйом і діяти згідно з 6.4.6.

При потребі підйому з поршнюванням здійснювати його на першій швидкості, не допускаючи затягнень більше 98 кН (10 тс), з обов'язковим доливом свердловини через бурильні труби.

**1.4.8** При затягненні бурильної колони в сальник забороняється звільнювати її натяганням зверх власної ваги.

В таких випадках бурильник повинен :

- розвантажити колону бурильних труб на вагу ОБТ, а при бурінні під кондуктор - на повну вагу;
- відновити циркуляцію при роботі насоса одним клапаном з поступовим збільшення продуктивності до нормальної;
- повернути бурильну колону ротором на допустиме число обертів при розвантаженні на 29-39 кН (3-4 тс) нижче власної ваги, повторюючи ці дії 4-5 раз;
- при звільненні колони або при отриманні обмеженого вільного ходу приступити до руйнування сальника обертанням з інтенсивною промивкою.

### **3.5 Прихвати внаслідок порушення стійкості стінок свердловини через крихке руйнування та пластичну течію гірських порід**

Прихвати цієї категорії виникають при бурінні в розрізах схильних до інтенсивного осипання гірських порід і раптового їх обвалювання, а також пластичної течії порід внаслідок:

- недостатнього протитиску стовпа бурового розчину на стінки свердловини;
- порушення міцності і стійкості гірських порід фільтратом бурового розчину;
- тривалого залишення пробуреного інтервалу ствола без закріплення обсадною колоною;
- різких коливань гідростатичного та гідродинамічного тиску на стінки свердловини.



Для попередження прихватів бурильних колон при бурінні в розрізах з наявністю нестійких схильних до осипань і обвалювань гірських порід потрібно:

**1.5.1** В процесі буріння при нормальних умовах проводити періодичний відрив від вибою високооборотних шарошkových доліт через 30 хвилин, а алмазних (і ІНМ) та низькооборотних шарошkových доліт – через 1 годину.

При виникненні затягнень, підвищенні крутного моменту і інших ускладнень внаслідок порушення стійкості стінок ствола скоротити час буріння без відриву долота від вибою до 15 хвилин (для усіх типів доліт). При цьому, якщо після 3-4 відривів затягнення чи заклинювання продовжуються, то потрібно припинити буріння, підняти долото в башмак обсадної колони і подальші роботи в свердловині проводити за додатковим планом.

При бурінні з відбором керну у свердловинах, схильних до порушення стійкості стінок ствола, проводити відрив бурильної головки від вибою в залежності від стану ствола свердловини, літології і міцності порід, що розбурюються, за вказівками технологічної служби ВБР.

**1.5.2** Застосовувати бурові розчини, що нейтральні до розбурюваних порід або мають закріплюючі властивості та високу виносну здатність.

**1.5.3** Показник фільтрації бурового розчину (який не має закріплюючої дії) треба підтримувати мінімально можливим у відповідності з робочим проектом.

Також контролювати показник фільтрації вимірюванням при умовах, які відповідають вибійним.

**1.5.4** До початку розбурювання інтервалів нестійких порід треба розробляти рецептуру бурового розчину, згідно якої додатково обробляти його реагентами, які мають крипільні властивості (солтекс, високоокислений бітум, рідке скло тощо), а також вводити в буровий розчин інертні наповнювачі, які мають блокуючі властивості проти проникності фільтрату по найбільш великих тріщинах.

**1.5.5** Для якісного очищення ствола свердловини від вибуреної породи треба використовувати багатоступеневі системи очищення, включаючи шламовловлювач, вібросита, пісковідділювач та центрифугувальну установку. Всі ці засоби передбачати в робочих проектах на буріння свердловин з наявністю в розрізі гірських порід схильних до осипань і обвалювань.

**1.5.6** Не допускати різких коливань гідростатичного і гідродинамічного тисків в свердловині, для чого треба підтримувати в'язкість і СНЗ в межах, указаних в ГТН.



Підвищення чи пониження густини бурового розчину (у випадках необхідності) проводити поетапно (через 30-50 кг/м<sup>3</sup>).

**1.5.7** Не допускати підйому бурильної колони без постійного доливання свердловини буровим розчином з гирла.

**1.5.8** Для зниження тисків при відновленні циркуляції на глибинах свердловин більше 3000 м треба проводити проміжні промивки в башмаку обсадної колони, а також у відкритому стволі (згідно проекту, а у випадку необхідності – за вказівками технологічної служби ВБР). При цьому стежити за тиском від початку відновлення циркуляції до кінця промивки. У випадку різкого зростання тиску переходити на меншу подачу насосів, а після вирівнювання тиску, переходити на нормальну продуктивність.

**1.5.9** Спуско-підймальні операції, при наявності в свердловині інтервалів нестійких порід, треба проводити з обмеженням швидкості, а саме:

- спуск бурильної колони за 200 м до виходу з під башмака проміжної колони і в інтервалах нестійкого розрізу – тільки з увімкнутим допоміжними гальмом із швидкістю не більше 0,2-0,3 м/с;

- підйом перших трьох свічок від вибою та в зоні осипань порід – на першій швидкості лебідки.

**1.5.10** Перед підйомом бурильної колони треба промити свердловину не менше одного циклу при продуктивності насосів, яка була при бурінні, розширенні, проробці (або на 5-10% (більше) до повного очищення свердловини від вибуреної породи та шламу.

**1.5.11** Якщо при бурінні з'явилися ознаки осипання порід потрібно поглиблення свердловини призупинити, ретельно промити привибійну зону з мінімальним розходжуванням і обертанням бурильної колони на першій швидкості ротора.

Піднімати бурильну колону з вибою в таких випадках потрібно, не зупиняючи промивки, на першій швидкості лебідки, що дозволить своєчасно (при затягненні не більше 6-8 т) зупинити підйом.

Першою дією бурильника у випадку виникнення затягнення повинна бути спроба повернути бурильну колону ротором при власній вазі і потім – розходжуванням униз посадкою не більше від величини осьового навантаження при бурінні.

**1.5.12** У випадку підйому бурильної колони із затягненнями на значному інтервалі, не слід спускати в свердловину КНБК з вибійним двигуном, а також жорсткі КНБК з калібраторами, центраторами або ОБТ діаметром більшим ніж застосовувались при останньому підйомі. В цьому

випадку потрібно проробити ствол свердловини спрощеною КНБК за спеціальним планом робіт розробленим технологічною службою ВБР.

**1.5.13** Швидкість проробки при осипаннях і обвалюваннях стінок ствола свердловини потрібно обмежувати до 20 м/год. При виникненні затягнень треба проводити розходжування бурильної колони через 3-5м проробки ствола. При цьому з метою попередження ущільнення шламу в затрубному просторі рекомендується підбирати положення, при якому бурильна колона вільна, і потім при обертанні проводити більш інтенсивну промивку.

Заборонено проводити розходжування бурильної колони при зростанні тиску на насосах. В цьому випадку потрібно розходжування проводити без спроб відновлення циркуляції аж до появи вільного ходу бурильної колони.

Чергове нарощування бурильної колони потрібно проводити тільки при її вільному русі без промивки і провертання.

**1.5.14** Якщо при підйомі бурильної колони допущено затягнення до 78-98 кН (8-10 тс) зверх ваги колони, то перед відновленням циркуляції потрібно спустити бурильну колону на 30-35 м нижче місця затягнення і відновити циркуляцію при мінімальній продуктивності насоса (3-5 л/с) з поступовим збільшенням її до нормальної, промити свердловину і після цього продовжити підйом.

Якщо при поновленні підйому затягнення не зникає, то подальші роботи треба проводити під керівництвом начальника бурової чи майстра з складних робіт.

**1.5.15** Після розкриття інтервалу найбільш нестійких порід, з початку їх осипання, постійно вести карту ускладнень, реєструючи інтенсивність осипань і об'єм винесеної на поверхню породи.

**1.5.16** У випадку раптового обвалювання порід з втратою циркуляції і прихватом бурильної колони (при бурінні, проробці або промивці) треба негайно виключити буровий насос, але при цьому не відкривати засувки маніфольда, щоб не зашпамувати долото. Заборонено також різко знижувати в маніфольді тиск. Він повинен знизитись самовільно. Тільки після цього потрібно приступити до розходжування інструменту без циркуляції. Розходжування інструменту на початковій стадії треба проводити з обмеженими зусиллями 78-98 кН (8-10 тс понад власну вагу) з поступовим збільшенням до оптимальних в залежності від стану бурильної колони і її міцнісної характеристики. Граничні величини зусиль встановлюються планом робіт. Після одержання хоча б незначного (1- 2 м) руху бурильної колони можна здійснювати відновлення циркуляції при мінімальній подачі бурового насоса (1 клапаном при продуктивності 3-5л/с) з поступовим

збільшенням подачі до нормальної циркуляції. Після відновлення циркуляції потрібно приступити до роздріблювання крупного шламу і видалення його із ствола свердловини.

**1.5.17** Для попередження прихватів бурильних колон внаслідок пластичної течії гірських порід потрібно суворо дотримуватись вимог діючих нормативних документів [2,4,7,8], зокрема:

**1.5.17.1** При розкритті порід, схильних до витікання, треба підтримувати протитиск на гірські породи, збільшуючи густину бурового розчину в залежності від глибини буріння, але не менше  $1400 \text{ кг/м}^3$  до глибини 3000 м,  $1500 \text{ кг/м}^3$  для глибини 3000-4000 м і  $1600 \text{ кг/м}^3$  для глибини буріння понад 4000 м.

**1.5.17.2** При бурінні хомогенних відкладів, які містять пласти калій-хлормагнієвих солей, треба виконувати вимоги технологічного регламенту [7].

**1.5.17.3** При розкритті хомогенних відкладів, які містять потужні пласти хлорнатрієвих солей, схильних до інтенсивного витікання, треба підтримувати протитиск на стінки ствола, збільшуючи густину бурового розчину в залежності від поглиблення свердловини згідно 8.9 [4].

**1.5.17.4** З метою попередження заклинювання долота при пластичному витіканні солей потрібно періодично піднімати його вище покрівлі першого нестійкого горизонту чи до башмака колони і ретельно проробляти інтервали затягнень та посадок долота.

Періодичність підйому (шаблонування ствола) встановлюється технологічною службою ВБР.

При звуженнях ствола свердловини, що не припиняються внаслідок витікання порід, роботи треба проводити за спеціальним планом.

**1.5.17.5** Спуско-підйомальні операції в інтервалах залягання пластичних, схильних до витікання, порід, потрібно проводити з обмеженням швидкості: спуск бурильної колони – тільки з повністю ввімкнутим допоміжним гальмом, а підйом – на малій (першій-другій) швидкості лебідки з постійним заповненням свердловини буровим розчином з гирла.

Не допускати підйому бурильної колони без постійного доливання свердловини.

**1.5.17.6** У випадку підйому бурильної колони із затягненням на значному інтервалі забороняється спускати в свердловину КНБК з вибійними двигунами, а також жорсткі КНБК з калібраторами, центраторами або ОБТ діаметром більш ніж застосовувались при останньому підйомі. В цьому випадку треба проробити ствол свердловини спрощеною КНБК за спеціальним планом, який розроблений технологічною службою ВБР.

### **3.6 Прихвати внаслідок порушення режиму промивки**

Прихвати бурильних колон цієї категорії можуть виникати внаслідок порушення режиму промивки свердловини із-за втрати герметичності бурильної колони чи при використанні бурових розчинів з низькою виносною здатністю, а також в результаті седиментації обважнювача.

**1.6.1** Для попередження прихватів бурильних колон внаслідок осідання шламу, обважнювача, цементу тощо потрібно:

- проводити промивку свердловини при продуктивності насосів, яка указана в ГТН або РТК;
- не допускати зниження структурно-механічних властивостей бурового розчину (в'язкості і СНЗ) від указаних в ГТН або РТК;
- забезпечувати постійну роботу засобів очищення розчину;
- у випадку вимушеного припинення циркуляції підняти бурильну колону від вибою на висоту 15-20 м і підтримувати її в постійному русі.

**1.6.2** При розбурюванні цементних стаканів і мостів потрібно обробляти буровий розчин реагентами, що запобігають його коагуляції. Заборонено розбурювати цементні стакани і мости з використанням води в якості промивної рідини.

**1.6.3** При виявленні в стволі свердловини пробок з шламу або обважнювача, що осів, потрібно підвищити структурно-механічні властивості розчину. При цьому допуск долота до вибою треба проводити з проробкою інтервалу пробкоутворення при інтенсивній промивці свердловини.

Під час спуску інструменту в свердловину робити проміжні промивки, їх частоту вибирають з величини тиску відновлення циркуляції.

**1.6.4** При виникненні прихвату, що викликаний осіданням шламу, обважнювача бурильник повинен:

- відновити циркуляцію при роботі насоса одним клапаном з поступовим збільшенням продуктивності до нормальної;
- розходжувати бурильну колону натягом 98-147 кН (10-15 тс) зверх власної ваги при інтенсивній промивці.

### **3.7 Інші види прихватів**

До інших видів прихватів при бурінні свердловин відносяться: заклинювання елементів бурильної колони сторонніми предметами, прихвати геофізичних приладів та каротажного кабелю при проведенні ГДС, випробувачів пластів на трубах, випробувачів пластів на кабелі, торпедуючих снарядів, перфораторів тощо.

Для попередження прихватів цієї категорії потрібно:

**1.7.1** Після підйому бурильної колони гирло свердловини закрити пристосуванням для відгвинчування і пригвинчування доліт.

Не допускати проведення робіт над ротором при незакритому гирлі свердловини.



При СПО обов'язково використовувати гумові манжети-обтирачі труб, що попереджають попадання сторонніх предметів в свердловину.

**1.7.2** Вкладиші в ротор, а також квадратні і інші клини повинні мати справні запірні пристрої і знаходитись в замкнутому стані.

Працювати при несправних запірних пристроях заборонено.

**1.7.3** Сухарі, вкладиші, клини, пальці і інші деталі машинних, механізованих ключів, АКБ і пневмоклинів ротора повинні бути закріплені і зашплінтовані згідно правил.

**1.7.4** При підготовці свердловини до проведення геофізичних досліджень перед підйомом потрібно ретельно промити свердловину, а при наявності звужень ствола, зтягнень або посадок - проробити свердловину за спеціальним планом, параметри розчину довести до вимог ГТН.

**1.7.5** Перед проведенням геофізичних робіт треба детально ознайомити геофізичний загін з конструкцією свердловини, ускладненнями ствола і іншими особливостями (жолоби, каверни, виступи і т.п.)

**1.7.6** Проводити геофізичні роботи в свердловині треба тільки на підйомниках, що оснащені динамометрами.

**1.7.7** Перед початком робіт пластовипробувачем треба проводити додаткову обробку робочого і запасного бурового розчину для зниження показника фільтрації до мінімальних значень (згідно ГТН), а також увести мастильні добавки (нафта, графіт, лабрикол тощо).

**1.7.8** Роботи з пластовипробувачем треба проводити тільки у випадку попереднього гідроопресування бурильної колони згідно з 6.30 [2].

**1.7.9** Спуск пластовипробувача в свердловину треба проводити з таким розрахунком, щоб витримка на припливі припадала на світлий час доби.

## **4 ПОРЯДОК РОБІТ З ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ БУРИЛЬНИХ КОЛОН**

### **2.1 Загальні положення**

Ефективність застосування відомих способів ліквідації прихватів в повній мірі залежить від своєчасного і правильного встановлення причини їх виникнення. Тому при виборі методів ліквідації прихвату необхідно, в першу чергу установити причину виникнення та категорію прихвату, тобто:

- прихват під дією перепаду тиску;
- заклинювання бурильної колони, в тому числі при спуско-підймальних операціях, обертанні, при проробці або бурінні, в жолобних виробках тощо;



- прихват внаслідок звуження поперечного перерізу ствола свердловини (при обвалюванні порід, сальникоутворюванні, осіданні обважнювача, шламу, течії порід) тощо.

Розходжування колони труб не рахується самостійним методом звільнення прихопленої колони за винятком деяких легких випадків. Спосіб розходжування і величини навантажень, які залежать від категорії прихвату, наведені нижче в 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6.

При ліквідації прихватів, що сталися під дією перепаду тиску, треба використовувати рідинні ванни, глибинні пакери – випробувачі пластів, як найбільш результативні, а пристрої імпульсної дії (яси, вібратори і інші види імпульсних дій) найбільш ефективні при ліквідації прихватів, викликаних заклинюванням всіх видів.

Якщо застосуванням указаних методів ліквідації прихватів не вдається досягнути позитивних результатів, то треба застосувати оббурювання труб або установлення цементного моста і забурювання нового ствола ( в кожному окремому випадку вирішується індивідуально).

Критерієм порівняльної оцінки ефективності методів ліквідації прихватів є час і засоби, витрачені на його ліквідацію.

#### **4.2 Прихвати внаслідок прилипання під дією диференційного тиску**

При виникненні прихвату від дії перепаду тиску в системі свердловина - пласт, бурильник повинен:

Дати вказівку одному із членів вахти сповістити про те, що сталося, бурового майстра або начальника зміни ЦІТС або керівництво ВБР.

Відновити циркуляцію і вести промивку свердловини при продуктивності насосів не меншій, ніж при бурінні свердловини в попередньому інтервалі.

До отримання вказівок керівництва розходжувати бурильну колону з допустимими навантаженнями до 147 кН (до 15 тс) зверху власної ваги колони труб.

Якщо ліквідувати прихват розходжуванням не вдається протягом 2-3 годин, то потрібно установити рідинну ванну відповідно до 17.1.4 [2].

Для прискорення звільнення прихопленої від перепаду тиску бурильної колони рекомендується застосовувати (при наявності) пакеруючий пристрій відповідно до 17.1.7 [2].

Якщо бурильна колона не звільнюється, то установку рідинних ванн (або пакеруючого пристрою) повторити 2-3 рази.

Якщо перерахованими методами звільнити бурильну колону не вдається, то потрібно провести відгвинчування бурильної колони вище місця прихвату, звільнити прихоплену частину оббурюванням за окремим планом робіт. При негативному результаті установити цементний міст і перебурити свердловину новим стволом.

#### **4.3 Прихвати внаслідок заклинювання бурильної колони і її елементів**

При виникненні прихвату (заклинювання) в процесі спуску бурильник повинен:

Розходжувати бурильну колону тільки натяганням в межах до 98-147 кН (10-15 тс) зверху ваги колони труб.

По можливості відновити циркуляцію і промити свердловину при періодичному розходжуванні через 15-20 хв з тими ж навантаженнями.

Забороняється (при даних обставинах) звільнювати бурильну колону шляхом розходжування і обертання її з розвантаженням нижче власної ваги.

При виникненні заклинювання бурильної колони під час підйому бурильник повинен:

Негайно розвантажити колону труб на вагу ОБТ і спробувати пропустити (збити) колону вниз. Повторити операцію 4-5 раз.

По можливості відновити циркуляцію і повторити дії згідно з 7.3.2.1.

Забороняється (при даних обставинах) звільнювати бурильну колону натяганням зверху її власної ваги.

Аналогічно, згідно з 7.3.2 у випадку попадання бурильної колони в жолобну виробку при підйомі бурильник не повинен створювати натяг зверху вже отриманого. Звільнювати бурильну колону треба тільки розвантаженням.

При цьому потрібно:

Негайно розвантажити колону бурильних труб на вагу ОБТ. Розвантаження повторити 4-5 раз, не доводячи силу при натягуванні колони до власної ваги.

Відновити циркуляцію і повторити дії.

У випадку звільнення бурильної колони пропустити її нижче місця заклинювання, повернути ротором на деякий кут і спробувати обережно на малій швидкості підняти вище місця затягнення. При повертанні дивитись за ростом крутного моменту.

При неможливості підняти бурильну колону вище місця затягнень опустити її нижче в безпечну зону. Подальші роботи вести в присутності і під керівництвом інженера із складних робіт і начальника бурової або начальника зміни ЦІТС.

При цьому намагатись звільнити бурильну колону із жолоба викручуванням вгору при незначних натяжках зверху власної ваги 4,9-19,6 кН (0,5-2 тс).

**2.3.3.5** Якщо бурильна колона, виявилась затягнутою і не збивається вниз, потрібно проводити шнурове торпедування для струшування. Бурильну колону при цьому треба тримати в точці прихвату під розвантаженням на 49-98 кН (5-10 тс) нижче власної ваги. В інтервал прихвату закачати нафту, кислоту або воду ( в залежності від мінералогічного складу порід).

**2.3.3.6** Якщо проведення вище перерахованих робіт не дало позитивного результату, застосувати механічний яс нижньої дії.

**2.3.3.7** Якщо бурильна колона не звільнюється одним із перерахованих методів, провести відгвинчування бурильних труб над місцем прихвату і провести оббурювання труб кільцевими фрезерами на обсадних трубах відповідного діаметра.

Якщо оббурювання неможливе із-за заклинювання повнорозмірних (по діаметру ствола) розширювачів, калібраторів, центраторів тощо, то застосовувати спеціальні фрезери для зрізування центруючих елементів.

**2.3.3.8** Якщо оббурювання (або фрезерування) провести не вдається, то потрібно установити цементний міст і забурити новий ствол.

**2.3.4** У випадку заклинювання бурильної колони в жолобній виробці при спуску звільнення її потрібно проводити розходжуванням тільки вверх при максимально допустимих навантаженнях зверх власної ваги.

**2.3.4.1** Якщо заклинену при спуску колону не вдається звільнити розходжуванням, то потрібно провести відгвинчування труб по можливості ближче до місця заклинювання, спустити механічний або гідравлічний яс верхньої дії.

**2.3.4.2** При відсутності ясів можна провести торпедування для струшування з одночасним закачуванням в інтервал прихвату нафти, кислоти або води (в залежності від мінералогічного складу порід)

**2.3.4.3** Якщо звільнити заклинену колону одним із перерахованих методів не вдається, потрібно провести відгвинчування труб над місцем заклинювання і оббурювання кільцевим фрезером на обсадних трубах відповідного діаметра.

**2.3.4.4** Якщо оббурювання провести не вдається, потрібно установити цементний міст і забурити новий ствол.

#### **4.4 Прихвати внаслідок сальникоутворення**

Для звільнення бурильної колони, прихвальної внаслідок сальникоутворення, розходжування потрібно вести таким чином, щоб не допустити ущільнення сальника надмірною посадкою і особливо натягненням колони труб або гідравлічним тиском при інтенсивному відновленні циркуляції.

При зятягненні бурильної колони в сальник бурильник повинен:

колону бурильних труб на вагу ОБТ, а при бурінні під кондуктор - на повну вагу.

**2.4.2.2** Для попередження ущільнення сальника і гідророзриву порід відновити циркуляцію при роботі насоса одним клапаном з поступовим збільшенням продуктивності до нормальної.

При звільненні колони або при отриманні обмеженого вільного ходу її приступити до руйнування сальника обертанням з інтенсивною промивкою.

Заборонено при даних обставинах звільнювати бурильну колону розходжуванням при натягуванні її зверх власної ваги.

Якщо циркуляцію удалось відновити, а прихват не ліквідований, то потрібно установити нафтову ванну відповідно до 17.1.4 [2].

Якщо перерахованими методами звільнити бурильну колону не вдається, потрібно провести оббурювання труб або забурювання нового ствола.

У випадку, якщо причиною утворення сальника і заклинювання бурильної колони на вибої сталося порушення герметичності бурильної колони, потрібно провести відгвинчування нижче промітої (дефектної) труби, з'єднатись механічним ясом, спробувати відновити циркуляцію.

Якщо циркуляцію удалося відновити, то потрібно закачати в інтервал прихвату нафту, кислоту або воду і з допомогою яса пробувати звільнити колону.

Якщо циркуляцію відновити не удалося, то потрібно працювати ясом без промивки.

При негативних результатах згідно з 7.4.3.1 і 7.4.3.2 потрібно провести відгвинчування, по можливості, ближче до місця прихвату, провести оббурювання або забурювання нового ствола.

#### **4.5 Прихвати внаслідок порушення стійкості стінок ствола**

Прихвати внаслідок порушення стійкості ствола (обвалювання порід) відбуваються, як правило, під час проробки або буріння і супроводжуються втратою циркуляції і ростом моменту обертання бурильної колони.

При виникненні прихвату такої категорії бурильник повинен:

Негайно зупинити буровий насос, але при цьому не відкривати засувки маніфольда.

Заборонено різко знижувати тиск. Він повинен знизитись самовільно. Тільки після цього потрібно приступити до розходжування бурильного інструменту.

Розходжування інструменту на початковій стадії проводити з обмеженими зусиллями (8-10 тс понад власну вагу) з поступовим збільшенням до оптимальних в залежності від стану бурильної колони і її міцнісної характеристики. Граничні величини зусиль встановлюються планом робіт.

Спроби відновити циркуляцію потрібно проводити при мінімальній продуктивності бурового насосу (1-2 клапани) тільки після досягнення вільного ходу бурильної колони.

Заборонено відновлювати циркуляцію з великою подачею, тобто буровим насосом при усіх працюючих клапанах.

Після відновлення циркуляції приступити до здрібнювання крупного шламу і видалення його із ствола свердловини.

Якщо перерахованими вище методами звільнити бурильну колону не вдається, то потрібно відгвинтити труби над місцем прихвату, і провести оббурювання труб кільцевими фрезерами або установити цементний міст і забурити новий ствол.

Перед проведенням перелічених робіт з ліквідації прихвату потрібно обов'язково привести параметри бурового розчину у відповідність з ГТН, а також при необхідності підвищити СНЗ і в'язкість бурового розчину для покращення виносу гірської породи.



У випадку виникнення прихвату бурильної колони внаслідок течії порід хомогенної товщі, які містять в собі солі ( соленасичені глини) потрібно прокачати через долото 8-12м<sup>3</sup> прісної води. З моменту проходження води через долото потрібно приступити до інтенсивного розходжування бурильної колони в межах допустимих навантажень для даної конструкції колони.

Якщо звільнити бурильну колону не вдається, то потрібно провести відгвинчування труб над місцем прихвату, установити цементний міст і забурити новий ствол, підвищивши попередньо густину бурового розчину.

#### **4.6 Прихвати внаслідок порушення режиму промивки**

При виникненні прихвату, викликаного осіданням шламу, обважнювача, цементу або посадки бурильної колони у привибійний шлам, бурильник повинен:

Відновити циркуляцію при роботі одним клапаном з поступовим збільшенням продуктивності насосів до нормальної.

Розходжувати бурильну колону в межах власної ваги і пробувати повертати ротором.

Якщо спроби відновити циркуляцію результатів не дають, потрібно в колоні над долотом або турбобуром простріляти 4-6 отворів і відновити інтенсивну циркуляцію з розходжуванням.

Якщо після перфорації відновити циркуляцію не вдається ні буровим насосом, ні цементувальними агрегатами, то на 10-12 м вище попереднього інтервалу перфорації знову зробити перфорацію колони і повторити спробу відновлення циркуляції. При негативному результаті подальші роботи потрібно проводити в тій же послідовності до відновлення циркуляції.

Після відновлення циркуляції необхідно інтенсивною промивкою вимити шлам із затрубного простору і проводити інтенсивне розходжування і гідровібрування колони або звільнити її з допомогою ударних пристроїв (гідравлічного, механічного ясів).

Якщо звільнити бурильну колону одним із вищенаведених способів не вдається, потрібно провести оббурювання труб кільцевими фрезерами або установити цементний міст і перебурити ствол в інтервалі прихвату.



## 6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

Цикл спорудження свердловини включає наступні основні види робіт: підготовчі та будівельно – монтажні роботи; буріння й кріплення; випробування на приплив; демонтаж обладнання; технічна та біологічна рекультивация земельної ділянки.

Безпечне виконання вказаних етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового дотримання правил безпеки, приведених у діючих інструкціях та інших нормативних документах відносно до кожного виду робіт.

Перелік інструкцій, правил безпеки й інших нормативних документів по охороні праці, використаних при спорудженні свердловини. В кожному із приведених документів вказані правила безпеки відносно конкретного виду робіт, які виконуються в процесі спорудження свердловини.

Найбільш небезпечні види робіт необхідно проводити під керівництвом особи, яка має право на їх проведення, достатній досвід роботи, добре знає порядок ведення таких робіт та вимоги охорони праці при їх виконанні.

Виконувати роботи підвищеної небезпеки та експлуатувати обладнання підвищеної небезпеки необхідно на підставі дозволу Держгірпромнагляду України та декларації безпеки, отриманих на підставі Порядку.

Особи, які виконують роботи підвищеної небезпеки, зобов'язані пройти попереднє навчання та перевірку знань з питань охорони праці, а також щорічно проходити навчання та перевірку знань з питань охорони праці, а також інструктажі не рідше одного разу в три місяці згідно.

Особи, які зайняті на важких роботах, роботах із шкідливими чи небезпечними умовами праці, підлягають попередньому та періодичному медичному огляду.

Основні види робіт етапу «Підготовчі та будівельно – монтажні роботи й демонтаж обладнання» і правила безпеки праці, яких необхідно дотримуватись при їх виконанні, приведені в пп. 2, 3, 4, 5, 14. При цьому найбільш небезпечними являються роботи по монтажу, демонтажу вежі та обладнання на ній і пересуванні її на іншу свердловину в вертикальному положенні, а також монтаж (демонтаж) великогабаритного й важкого бурового обладнання з використанням вантажопідйомних механізмів.

Монтаж, демонтаж і транспортування вежі і бурового обладнання, а також їх ремонт повинні виконуватись у відповідності з вимогами інструкції заводу – виробника, затвердженою схемою розташування бурового обладнання та фундаментів, нормативних документів з охорони праці і під керівництвом відповідального працівника. Бурова основа, та обладнання, що знаходиться чи може знаходитися під напругою, під'єднується до контуру заземлення з допомогою металічних шин.

Згідно з метою захисту споруд, що розташовуються на майданчику спорудження свердловини від прямих попадань блискавки в якості

блискавковідводу використовується бурова вежа. Для розширення зони дії блискавкозахисту на буровій вежі встановлюється металевий стержень В якості заземлювача блискавкозахисту згідно того ж ДСТУ використовуються підвежова основа та контур заземлення бурового верстата. Місця встановлення рубильників, вимикачів, трансформаторів електрострумом згідно вимог та інструкцій заводів – виробників з експлуатації електроустановок.

Відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці та перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТУ, ГОСТам і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент. Оцінка безпеки повинна виконуватися по методиці, яка рекомендується.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і відповідну кваліфікацію, а при бурінні похило спрямованих свердловин бурова бригада повинна бути навчена бурінню похило спрямованих свердловин згідно діючих інструкцій і регламентів.

Перед забурюванням свердловини необхідно провести пускову конференцію по ознайомленню з робочим проектом за участю всього складу бурової бригади і головних спеціалістів підрядної організації і щомісячно з членами бурової бригади проводити технологічні бесіди по підведенню підсумків роботи та особливості технології буріння свердловин.

Основні види робіт, які виконуються на етапі «Буріння й кріплення свердловини», а також правила безпеки праці, яких необхідно дотримуватись при їх виконанні.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу «Буріння і кріплення свердловини» являються спуско – підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, зтягування ОБТ у бурову і викидання його на містки, роботи по заміні великогабаритного обладнання, яке вийшло з ладу, експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних газопроявлень, газових викидів і фонтанів, вантажно – розвантажувальні та інші.

При виконанні спуско – підймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії, пов'язані з зтягуванням талевого блока під кронблок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе і падіння вежі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизтягувача талевого блока під кронблок і справної гальмівної системи лебідки, а талевий канат повинен відповідати вимогам. Вибракування й заміна каната здійснюється відповідно до вимог.

Роботи на висоті повинні виконуватися у відповідності з інструкцією з охорони праці для верхового робочого, а утримання люльки та помосту верхового робочого – у відповідності з інструкцією заводу – виробника.

Роботи по спуску і цементуванню обсадних колон повинні проводитися під керівництвом відповідального працівника. Цементувальна головка до встановлення її на колону повинна бути опресована на тиск в 1,5 рази більший найбільшого розрахункового тиску.

Бурова вежа по умовах експлуатації відноситься до об'єктів, які потребують особливої уваги, оскільки піддається значним перемінним навантаженням, що викликає необхідність підвищеного контролю за її експлуатацією.

З метою забезпечення безпечної експлуатації бурова вежа кронблок, підкронблочні балки піддаються огляду не рідше одного разу в два місяці механіком і буровим майстром, а також не рідше одного разу на рік – ретельному огляду спеціальною бригадою з обстеження бурових веж в порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан вежі перевіряється: перед спуском обсадної колони; перед початком і після закінчення аварійних робіт, що вимагають розходжування прихопленої колони труб; після вітру із швидкістю 15 м/с для відкритої місцевості і 21 м/с – для лісової місцевості та в котловині; до початку і після закінчення перетягування бурової вежі; після відкритих фонтанів і викидів.

Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформляються актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

Після закінчення терміну експлуатації бурової вежі здійснюється її експертне обстеження згідно з вимогами. Оцінка технічного стану повинна ґрунтуватись на результатах неруйнівного контролю та технічної діагностики в обсязі, визначеному.

Бурове обладнання та інструмент повинні мати технічний паспорт або інші експлуатаційні документи, у які вносяться дані про його експлуатацію, ремонт і дефектоскопію.

З метою покращення умов праці на буровій процес приготування бурового розчину передбачається максимально механізувати з використанням з використанням вантажо – підіймальних механізмів, транспортера або навантажувального візка. Введення в буровий розчин змащувальних добавок і хімреагентів здійснюється через систему очистки розчину у відповідності з правилами безпеки і інструкціями по безпечному їх використанню, а обслуговуючий персонал обов'язково забезпечується засобами індивідуального захисту, приведеними, виходячи з виду хімреагентів, які застосовуються.

При роботі буровими ключами, які використовуються для загвинчування і розгвинчування бурильних труб, не допускається наявність людей у радіусі дії цих ключів, що виключить можливість травмування персоналу.

### **Охорона навколишнього середовища**

Зняття родючого шару ґрунту проводяться пошарово на глибині 0,5 м з площі 2,4 га. Перемішування шарів не дозволяється. Знятий горизонт складається в бурти висотою не більше 2 м, відкоси яких засівають споришом з ціллю запобігання вивітрювання ґрунту і розмивання. Зняття родючого шару ґрунту проводиться тільки в теплий період року. Складування проводиться бульдозером. Бурти розміщують на межі участку.



Розбивку площадки під бурову потрібно проводити так, щоб природній похил місцевості, забезпечив рух стічних вод в бік відстойного амбару.

Навколо бурової влаштовують обваловку. Площадка навколо водної свердловини і під хімреагенти битонується. Відпрацьований буровий розчин зберігають в зменшеному амбарі, з таким розрахунком, щоб шлами і будівельне сміття можливо було захоронити на глибині 2,5 м.

В цілях економії і скорочення витрат води передбачається монтаж насосу для повторного використання стічних вод. Рідкі хімічні реагенти повинні зберігатися в металевих емкостях, а сухі на спеціальній бетонній площадці з навісом.

Водна свердловина призначена для технічного водо забезпечення бурової, має зону санітарної охорони, що складається із двох зон:

- перша радіусом 30 м, суворого санітарного режиму;
- друга санітарної охорони радіусом 50 м.

Після закінчення будівництва водна свердловина ліквідується з дотриманням санітарних норм і вимог по ліквідації гідрологічних свердловин, або передається по призначенню.

Конструкція свердловини передбачає перекриття верхніх водоносних горизонтів ОК, зацементованої до гирла. В процесі буріння під кондуктор, буровий розчин обробляється нетоксичними реагентами.

Технологічний цикл буріння передбачає використання бурових розчинів по замкнутому циклу і виключає викид і накопичення стоків. Для запобігання НГВП буріння ведеться при густині 1,22 г/см<sup>3</sup>.

В мості охоронних і протипожежних методів передбачається відвід продуктів згорання палива в спільний колектор з гідравлічними затвором. А також збір офтоїдів при випробуванні, а у випадку аварійної ситуації – становлення їх на факельній установці.

По закінченню бурових робіт і демонтажу бурової установки проводять роботи по використанню комплекту заходів, направлених на відновлення земель, порушених виробничою діяльністю.

Проектом передбачено:

- Видалення всіх тимчасових пристроїв і споруд.
- Вивід бурового розчину придатного для використання на іншу бурову для повторного використання.
- Зняття ґрунту не менше 0,1 м в місцях можливого забруднення нафтопродуктами, хімічними реагентами, цементом і глино порошком, і заховання його разом зі шкідливими стволами в амбарі.
- Засипка амбарів глиною з пошаровою утрамбовкою, вирівнюванням ям, викликаних при демонтажі бурових установок.
- Розділення залишку ґрунту, що залишається після засипання амбарів і як по ділянці рівномірним шаром з тоніровкою.

При знятті, зберіганні і переміщенні родючого шару ґрунту не допускається змішування його з підстилаючі ми породами, забруднення рідинами або матеріалами, розлив або видування.

Після використання технічної рекультивації, земельний наділ повертається землекористувачу в стані придатному для біологічної рекультивації. Види і об'єм робіт по біологічній рекультивації визначені технічними умовами, що видані основним землекористувачем. Всі об'єми робіт по біологічній рекультивації виконується головним землекористувачем.

### **Пожежна безпека**

При бурінні свердловини необхідно дотримуватися вимог «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України»

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє забезпечення для пожежогасіння згідно «Протоколу технічної наради з питань зовнішнього водозабезпечення площадок бурових БУ «Укрбургаз» та пожежної від 06.07.2000 р. і типової схеми «Зовнішнього водозабезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння.

Схемою передбачається встановлення на розгалуженнях водопроводу від ємності запасу води пожежних кранів в насосному приміщенні, приміщенні вишко-силового блоку, блоку очистки і дегазації бурового розчину біля житлових вагон-будинків, а також кран, встановлений між водяною свердловиною і ємністю для запасу води для підключення пожежної техніки.

У випадку надзвичайних подій (відкритий фонтан) згідно «Інструкції по організації ліквідації відкритих нафтових і газових фонтанів» передбачається будівництво за межами площадки бурової перпендикулярно осі переважаючого напрямку вітру, двох земельних амбарів для накопичення в них води на потреби ліквідації фонтану та спорудження водопроводу, враховуючи максимальні дебіти свердловини, об'єм земельних амбарів повинен бути не менше 5000 м<sup>3</sup>.

Розміщення вагон-будинків для житлово-побутових потреб, складських, виробничих і допоміжних приміщень, під'їзних шляхів і майданчиків для розміщення спеціальної техніки повинні бути виконані у відповідності з вимогами Правил пожежної безпеки, а бурова безпечна первинними засобами пожежогасіння.

На відстані 15 м від устя свердловини передбачається будівництво площадки шириною 12 м для розміщення пожежної техніки на випадок гасіння газонафтових фонтанів.

З метою запобігання загорання нафти та ПММ, що використовується при будівництві свердловини, для їх зберігання передбачаються відповідні металеві ємності, які обладнуються рівнемірами і дихальними трубами, встановлені на бетонних площадках, територія навколо яких обваловується земляними трубками, встановлені на бетонованих валом висотою 1 м. Місце зберігання ПММ, а також інші об'єкти на буровій забезпечуються засобами пожежогасіння.

Будівництво повітряної лінії електропередач передбачається таким чином, щоб обрив проводів не створював пожежної небезпеки.

Електророзподільний щит блоку чистки і дегазації бурового розчину передбачається встановити в інтенсивно провітрюваному місці за межами



установки блоку дегазаторів, а в покрівлі і обшивці стінок блоку передбачаються вентиляційні люки.

Освітлення блоку очистки і дегазації бурового розчину і привенторів передбачається світильниками у вибухонебезпечному виконанні.

Обезводнення відходів, підсумування їх в земельних амбарах з послідуною засипкою родючим ґрунтом.

Промивні рідини на вуглеводневій основі потрібно зберігати в закритих сталевих ємностях в спеціальних складах, а вибурену породу із застосуванням такої рідини збирати в металічні ємності і перед захороненням промивати у водному розчині ПАР з метою видалення адсорбованих на частинках породи нафтопродуктів або пройти термічну обробку.

#### Небезпека CO<sub>2</sub> в свердловинній продукції

При бурінні проектної свердловини передбачається розкриття продуктивних горизонтів, які вміщують до 2,2 % вуглекислого газу. Наявність сірководню в продуктивних горизонтах не очікується. У зв'язку з цим проектом передбачається ряд додаткових заходів по захисту обслуговуючого персоналу та обладнання. Перш за все необхідно провести навчання бурової бригади та ІТП, які будуть обслуговувати свердловину, на предмет властивостей вуглекислого газу, його шкідливого впливу на людину і обладнання, способи захисту від його агресивної дії та вимоги безпеки при раптовому викиді газу шляхом проведення інструктажу з підписами членів бригади в журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці.

Вуглекислий газ (CO<sub>2</sub>) безколірний газ без запаху, злегка кислуватого смаку. Густина при нормальних умовах складає 1,97 кг/м<sup>3</sup>. Накопичується в низовинах та непровітрюваних місцях, при розчиненні у воді утворює вугільну кислоту. Нетоксичний, але за дією його підвищених концентрацій на живі організми, що дихають повітрям, CO<sub>2</sub> відносять до задушливих газів. Незначні перевищення концентрації до 2-4 % в приміщеннях приводять до розвитку сонливості і слабкості. Небезпечними є концентрації близько 7-10 %, при яких розвивається задуха, з'являється головний біль, головокружіння, розлад слуху і втрата свідомості (в залежності від концентрації симптоми з'являються протягом від кількох хвилин до однієї години). Після видалення постраждалого із загазованого місця через деякий час настає повне відновлення здоров'я. При вдиханні повітря з високою концентрацією вуглекислого газу смерть настає дуже швидко.

Сприяє корозії металів. При попаданні в буровий розчин понижуює рН.

При відсутності ускладнень (флюїдопроявлення) під час буріння горизонтів, які вміщують CO<sub>2</sub>, і кріплення свердловини шкідливого впливу вуглекислого газу на обслуговуючий персонал не буде.

З метою своєчасного виявлення CO<sub>2</sub> та попередження обслуговуючого персоналу про його наявність, перед розкриттям газоносних горизонтів, які вміщують CO<sub>2</sub>, бурову бригаду необхідно забезпечити засобами контролю. У випадках наявності в повітрі підвищеної концентрації CO<sub>2</sub> необхідно негайно викликати загін протифонтанної служби. Бурова бригада в даному випадку працює по плану штабу, призначеного наказом

Під час випробування та дослідження свердловини, а також у випадку надзвичайних подій необхідно організувати постійне спостереження за наявністю і концентрацією CO<sub>2</sub> реалізувати заходи, які виключають отруєння людей, перевірити наявність та стан індивідуальних засобів захисту.

На території бурової встановити пристрої для визначення напрямку і швидкості вітру. Спорудження всіх службових і підсобних приміщень необхідно вести з навітряної сторони в залежності від переважаючого напрямку вітру.

На усті свердловини встановити фонтанну арматуру в антикорозійному виконанні по складу середовища в свердловині.

Роботи по ліквідації газопроявлень, у випадку їх виникнення, проводяться буровою бригадою з залученням навченого персоналу САРС.

## ВИСНОВОК

Надійність попередження прихватів бурильного інструменту перш за все залежить від достовірності інформації пропластового тиску. Відомо, що відомості про гірничо-геологічні характеристики гірських порід по розрізу свердловини належить до категорії статистичних, імовірних даних, що характеризуються дисперсією при певному ступеню надійності. Точність інформації зменшується із збільшенням глибини свердловини і залежить від стану вивченості площі. Таким чином в роботі вирішена дуже актуальна проблема:

удосконалення технології буріння свердловин для умов Комишнянського газоконденсатного родовища за рахунок розробки засобів запобігання та ліквідації флюїдопроявлення.

Основні завдання роботи, що виконано:

1. Аналітичний огляд умов буріння Комишнянського газоконденсатного родовища.
2. Удосконалення технології буріння свердловин для умов Комишнянського газоконденсатного родовища з запобіганням та ліквідацією прихватів бурильного інструменту.
3. Обґрунтування економічної ефективності.
4. Розробка заходів по охороні праці та техніці безпеки.

Практичне значення полягає в розробці засобів ліквідації прихватів бурильного інструменту.

Економічний ефект: запропонована технологія ліквідації флюїдопроявлення для умов комишнянського газоконденсатного родовища дозволить заощадити - 5000000 грн.

### Список використаної літератури

1. Авербух Б.А. Ремонт и монтаж бурового и нефтегазопромыслового оборудования. – М.: Недра, 1976. – 415 с.
2. Аммян В.А. Повышение качества вскрытия пласта / В.А. Аммян, А.В. Аммян – Обзорная информация. Сер. бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985 – 36 с.
3. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: В 3-х т. – 5-е изд. перераб. доп. – М.: Машиностроение, 1980 – 428 с.
4. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А.И. Акульшин. – М.: Недра, 1988 – 240 с.
5. Алексеевский Г.В. Буровые установки Уралмашзавода. – М.: Недра, 1996. – 415 с.
6. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
7. Барекян А.Ш. Расчет жидкостно-газового эжектора / А.Ш. Барекян, А.В. Беляков // Известия вузов. Машиностроение. – 1981. – №8. – С. 55 – 59.
8. Берман Л.Д. Влияние длины камеры смешения на режимы работы и экономичность водоструйного эжектора / Л.Д. Берман, Г.И. Ефимочкин // Теплоэнергетика – 1978. – № 12. – С. 66 – 71.
9. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.
10. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
11. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
12. Бурение с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, В.И. Нифонтов и др. // Газовая промышленность – 1991 – № 8. – С. 32 – 34.

13. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Коллектив авторов: под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского: Научное издание Екатеринбург: УГГА, 2002, 592с.

14. Буровые технологии / Э.В. Бабаян, В.И. Мищенко, Т.Л. Тамамянц и др. – Краснодар: Советская Кубань, 2009. – 896 с.

15. Васильев Ю.Н. Теория двухфазного газожидкостного эжектора с цилиндрической камерой смешения / Ю.Н. Васильев // Лопаточные машины и струйные аппараты – М. : Машиностроение, 1971. – Вып. 5 – С. 175 – 261.

16. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

17. Денисов П.Г. Сооружение буровых. – М.: Недра, 1989. – 397 с.

18. Економіка підприємства: Навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Я. С. Витвицький, У. Я. Витвицька, М. О. Данилюк, А. О. Устенко, І. І. Цигилик. За ред. Я.С.Витвицького – Івано-Франківськ : ІМЕ, 2002. – 318 с.

19. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : Учебник / В.Ф. Дунаев, В. А. Шматов, Н. П. Епифанова, В. Н. Ладынин. Под ред. В.Ф. Дунаева. – М. : ФГУП. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2006. – 352 с.

20. Жидецький В. Ц. та ін. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.

21. Злобін Ю. А. Основи екології. Підручник – К. Лібра;1998 – 246 с.

22. Идельчик И.Е. Справочник по гидросопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

23. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. – М.: Недра, 1985 – 198 с.

24. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы. – М.: Недра, 1989 – 396 с.



25. Іщенко І. І. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: Навч. посіб. / Іщенко І. І., Терещенко С. П. – К.: Вища шк., 1991.–173 с.
26. Иззатдуст Э.С. Исследование работы многосоплового жидкостно-газового эжектора / Э.С. Иззатдуст // Нефтяная и газовая промышленность – 1987 – №1 – С. 40 – 41.
27. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. – М.: Недра, 1985 – 198 с.
28. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
29. Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Фахел, 2007 – 256 с.
30. Коваленко В.И. Бурение скважин с промывкой пеной / В.И. Коваленко, В.Я. Климов, А.А. Яковлев // Техн. и технол. геол.-развед. работ: орг-ция пр-ва – М.: ВИЭМС, 1986 – 43 с.
31. Кузьменко М.М. Технические средства для приготовления буровых растворов / М.М. Кузьменко // Обзорная информация: сер. техника, технология и организация геологоразведочных работ. – М.: ВИЭМС, 1991.
32. Маковой Н. Гидравлика бурения: пер. с рум. / Н. Маковой – М.: Недра – 1986. – 536 с.
33. Марухняк В.М. Геологотехнологічні проблеми розкриття горизонтів з аномально низькими пластовими тисками та гранулярними колекторами в Західному регіоні України / В.М. Марухняк та ін. // Мінеральні ресурси України – 2005. – №1. – С. 35 – 37.
34. Межлумов А.О. Использование азрированных жидкостей при проводке скважин / А.О. Межлумов – М.: Недра, 1976 – 231 с.
35. Минеев А.В. Использование эжектора-сепаратора для бурения скважин в верхних интервалах / А.В. Минеев, Н.С. Вершинский // Территория НЕФТЕГАЗ – 2006. – № 56. – С. 32-36.

36. Мочернюк Д.Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь / Д.Ю. Мочернюк – Нафтова і газова промисловість – 2001. – №3. – С. 12 – 14.

37. Мислюк М.А. Буріння свердловин : довідник: в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт – 2002. – 303 с.

38. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.

39. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк та ін. – Нафтова і газова промисловість – 2005 р. – №6.

40. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька, В. М. Чарковський. За ред. М. О. Данилюк. Івано-Франківськ, 2009. – 364 с.

41. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. Є. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.

42. Патент України № 55531, С2 <sup>7</sup>В01F3/04. E02B8/08. Пристрій для насичення рідини газом / Романцов В.П., Доброногов В.Г., Булгаков О.Б., Булгаков Б.Б., – № 2000106011. Заявлено 24.10.2000. Опубліковано 15.04.2003.

43. Патент 42464 Україна, МПК F04F 1/00. Схема обв'язки циркуляційної системи при бурінні з промиванням свердловини піною / Савик В.М., Лях М.М., Лужаниця О.В., Педенко Ю.О., Серий В.О.; заявл. 30.12.2008; опуб. 10.07.2009, Бюл. № 13 – 6с.

44. Патент 2268985 С2, МПК E21B 21/14. Установа для бурення скважин с очисткой забоя пеной / Мартынов В.Н. – № 2004107111/03. Заявлено 11.03.04. Опубліковано 27.01.06.

45. Патент 2047488 С1, МПК <sup>6</sup>В28С5/38. Пеногенератор / Пылаев А.Я. – № 5059402/33. Заявлено 20.08.92. Оpubлiковано 10.11.95.

46. Патент 2023456 С1, МПК <sup>5</sup>А62С5/02. Пеногенератор / Макаров В.Е., Харин В.В., Корешков И.А. – № 5017109/12. Заявлено 16.12.91. Оpubлiковано 30.11.94.

47. Патент 35717 України, МПК В01F 3/04, В02В 8/00. Піногенеруючий пристрій / Лях М.М., Савик В.М., Лужаниця О.В., Фурса Р.П., Вакалюк В.М.; заявл. 10.08.2006; опубл. 10.10.2008, Бюл. 19 – бс.

48. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов / А. Д. Бренц, А. Ф. Брюгеман – М.: Недра, 1989. – 333 с.

49. Проектування бурового і нафтогазпромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.

50. Річний звіт Компанії «Нафтогаз України» за 2017 рік. [http://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK\\_AnRep2017\\_UA.pdf](http://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK_AnRep2017_UA.pdf).

51. Раабен А.А., Шевалдин П.В., Максотов Н.Х. Ремонт и монтаж бурового и нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1989. – 383 с.

52. Савик В.М. Циркуляційна система із встановленим піногенеруючим пристроєм для освоєння свердловини / В.М. Савик, П.О. Молчанов, С.С. Ковпак // Тези 70-ї конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету. Том 1. (Полтава, 23 квітня по 18 травня 2018 року). – Полтава: ПолтНТУ, 2018.

53. Савик В.М. Аналіз основних вимог до роботи піногенеруючих пристроїв з врахуванням методик вибору параметрів процесу промивання / В.М. Савик, П.О. Молчанов, М.М. Лях, С.С. Ковпак // Нафтогазова інженерія. Число 3: науково-технічний журнал – Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, 2018.

54. Савик В.М. Підвищення ефективності піногенеруючих пристроїв насосно-циркуляційних систем бурових установок: автореф. дис. на здобуття

наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.05.12 / В.М. Савик; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2013. – 24 с.

55. Савик В.М. Підвищення ефективності піногенеруючих пристроїв насосно-циркуляційних систем бурових установок: дис. ... к-та техн. наук: 05.05.12: / Савик Василь Миколайович. – Івано-Франківськ, 2013. – 144 с.

56. Світлицький В.М. Машина та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП “Міська друкарня”, 2014. – 352 с.

57. Серода Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.Г. Серода, Е.М. Соловьев – М.: Недра, 1974. – 456 с.

58. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин – М.: Недра, 1986. – 383 с.

59. Токаренко В.М. Технологія автодорожнього машинобудування і ремонт машин. Курсове проектування: – Навчальний посібник. – К: Вища шк., 1992 – 127 с.

60. Чернухин В. А. Экспериментальные исследования жидкостно-газовых струйных аппаратов / В.А. Чернухин и др. // Известия вузов: Машиностроение. – 1980. – №3. – С. 48–52.

61. Шульга В.Г., Бухаленко Е.И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 235 с.

Яковлев А.М. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые / А.М. Яковлев, В.И. Коваленко – Ленинград: Недра, 1987 – 128 с.