

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»  
Природничих наук та технологій  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студента Базаренка Дениса Дмитровича  
(ПІБ)

академічної групи 185М-19з-1 ГРФ  
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
(офіційна назва)

на тему Розробка технології буріння свердловин для умов Ярошівського нафтового родовища з удосконаленням технології встановлення ізоляційних мостів

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				
Технологічний і спеціальний	Давиденко О.М.			
Охорона праці та екології	Муха О.А.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)\_\_\_\_\_ Коровяка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)« 01 » вересня 2020 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня магістра  
(бакалавра, магістра)студенту Базаренку Денису Дмитровичу академічної групи 185М-19з-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
спеціалізації \_\_\_\_\_за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
на тему Розробка технології буріння свердловин для умов Ярошівського нафтового родовища з удосконаленням технології встановлення ізоляційних мостівзатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2020 р.  
№ 809-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна та геофізична характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах тектоніко-екранованого нафтового родовища з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів.</i>	22.10.20 р.
<i>Спеціальна частина роботи</i>	<i>Удосконалення технології встановлення ізоляційних мостів з високими технічними показниками</i>	18.11.20 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	30.11.20 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	10.12.20 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_ Давиденко О.М.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 01.09.2020 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 11.12.2020 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Базаренко Д.Д.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 98 с., 19 рис., 11 табл., 3 додатки, 36 джерел.

НАФТОВА СВЕРДЛОВИНА, РОДОВИЩЕ, ГІРСЬКА ПОРОДА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПАРАМЕТР РЕЖИМУ, ТИСК, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ, ЦЕМЕНТНИЙ МІСТ.

Сфера застосування розробки – буріння нафтових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Ярошівського тектоніко-екранованого нафтового родовища Чернігівської обл.) з удосконаленням технології встановлення свердловинних ізоляційних мостів.

Мета роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню безпечності виконання бурових робіт при спорудженні експлуатаційної свердловини в умовах Ярошівського тектоніко-екранованого нафтогазового родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових робіт; підвищення надійності встановлення ізоляційних мостів.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід. Для запобігання проявів розроблено параметри бурового розчину, що забезпечують необхідний протитиск на напірні горизонти. Запропоновано інноваційну технологію встановлення свердловинних ізоляційних мостів. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньосвердловинних операцій, що базуються на сталих показниках підвищення механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових та свердловинних робіт.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2	Геологічна характеристика району робіт.....	10
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	18
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	22
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	22
2.2	Вибір способу буріння.....	26
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	28
2.4	Вибір бурильної колони.....	31
2.5	Вибір режимів буріння.....	38
2.6	Ускладнення при бурінні.....	51
2.7	Вибір бурового обладнання.....	55
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – удосконалення технології встановлення ізоляційних мостів.....	59
Розділ 4	Охорона праці.....	73
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	81
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	87
	ВИСНОВКИ.....	91
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	92
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	96
	ДОДАТОК Б Розрахунок цементного моста.....	97
	ДОДАТОК В Відзив на кваліфікаційну роботу.....	98

## Вступ

Нафтогазове буріння – складана і трудомістка ланка видобувної промисловості будь-якої країни, не є виключенням і Україна.

Сьогодні в нашій державі значну увагу приділяють проблемі збільшення обсягів видобутку нафти і газу. Намічені плани в цьому напрямі можуть бути реалізовані завдяки активному освоєнню глибинних, перспективних на нафту та газ горизонтів у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). Проте розв'язати цю проблему у відносно короткі терміни можна тільки на підставі застосування інноваційних технологій пошуку та розвідування нафти й газу.

Процес пошуків та розвідки нафти і газу дуже складний, трудомісткий, із високим ступенем ризику. Оцінюючи перспективи нафтогазоносності окремих територій і локальних структур, спеціалісти дуже часто змушені аналізувати великі масиви фактичної інформації, одержаної під час пошуково-розвідувальних досліджень на різних етапах та стадіях геологорозвідувального процесу. Через те, що пошуки нових скупчень вуглеводнів зосереджені переважно на великих глибинах, у складнопобудованих зонах, морських акваторіях, отримані дані часто є неповними, нечіткими й навіть суперечливими та некоректними. Проте потрібно приймати відповідальне рішення, адже у кінцевому підсумку йдеться про доцільність і місце закладання дорогої глибокої свердловини.

Один із найефективніших способів прискорення пошуків та розвідки нових родовищ корисних копалин – розроблення теоретичних ідей, на основі яких можливе створення прогресивних методів пошуку і розвідки.

Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ, так само як і на інші корисні копалини, проводяться поетапно. Спочатку здійснюють роботи, мета яких полягає у відшукуванні нових родовищ. Їх називають пошуковими. Після відкриття родовища на ній проводять роботи, націлені на визначення геологічних запасів нафти або газу і умов його розробки. Їх називають розвідувальними.

На відміну від покладів багатьох інших корисних копалини, поклади нафти і газу завжди приховані під осадовими нашаруваннями різної потужності. Пошуки їх нині здійснюється на глибинах від 2 - 3 до 8 - 9 км, тому відкриття покладів можливо тільки шляхом буріння свердловин.

Інша важлива особливість покладів нафти і газу полягає в тому, що вони пов'язані з певними типами тектонічних або седиментаційних структур, які визначають можливість наявності природних пасток в проникних пластах і товщах. До перших відносяться різного виду куполоподібні або антиклінальні складки, до других відносяться рифогенні і ерозійні виступи, піщані лінзи, зони виклинювання і стратиграфічного зрізання.

Постановка дорогого пошукового буріння на площі має бути обґрунтована позитивною оцінкою перспектив її промислової нафтогазонасиченості.

Розвідка нафтових і газових родовищ, так само як і виявлення їх, здійснюється за допомогою буріння і випробування на приплив свердловин, які в цьому випадку називаються розвідувальними. Кожен промисловий поклад родовища розвідується і оцінюється окремо, хоча для розвідки покладів можуть, використані одні і ті ж свердловини. Основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Розрізняють геологічні і витягвані запаси. Геологічними запасами нафти і газу називають кількість цих корисних копалини, що знаходяться в покладі. Об'єм нафти і газу в покладі істотно відрізняється від того об'єму, який вони займають на поверхні. Об'єм рідкої фази вуглеводнів в покладі дещо більше того об'єму, який вони займають на поверхні. Це пояснюється температурним розширенням рідини в надрах і головним чином переходом частини газоподібних вуглеводнів в рідку фазу. Об'єм природного газу в покладі зростає прямо пропорціонально пластовому тиску. Таким чином, метою даної роботи є розробка прогресивної технології спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Ярошівського тектонічно-екранованого нафтового родовища, яке складається з промислово продуктивних горизонтів візейського ярусу та удосконалення технології встановлення ізоляційних мостів.

## **Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт**

### **1.1 Загальні відомості про район проектних робіт**

Східний нафтогазоносний регіон України є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. У тектонічному плані область розташована у межах однойменної западини, яка входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відокремлює Український кристалічний щит від Руської плити [1].

Від часу отримання перших нафтопроявів на Роменському піднятті в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній провінції відкрито понад 240 родовищ вуглеводнів. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виокремлено 99 продуктивних горизонтів з покладами вуглеводнів.

До чисто газових належить всього 10 невеликих за запасами родовищ. Промислові скупчення газу виявлені в усьому продуктивному розрізі і в значному інтервалі глибин. Найближчі до поверхні поклади трапляються на глибинах 450 м. На глибинах понад 5000 м відомі поклади в 34 родовищах.

Газоконденсатних родовищ – 115, вони розташовані у південно-східній частині регіону в широкому стратиграфічному діапазоні – від відкладів юри до утворень докембрійського фундаменту (рис. 1.1). Їхнє просторове розміщення має свої особливості. Найбільші газоконденсатні поклади зосереджені у північній прибортовій зоні.

Нафти виявлені в нафтових, нафтогазових, газонафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 нафтових родовища, серед яких і Ярошів-

ське. Основні поклади розміщені в крайній північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини та в межах Охтирського структурного виступу. Найглибший поклад у турнейських утвореннях (5050 м), а найближчі до поверхні поклади залягають на глибині 500 м [2].

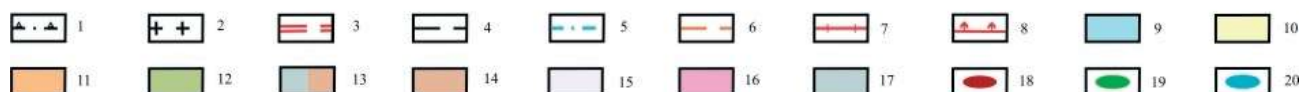
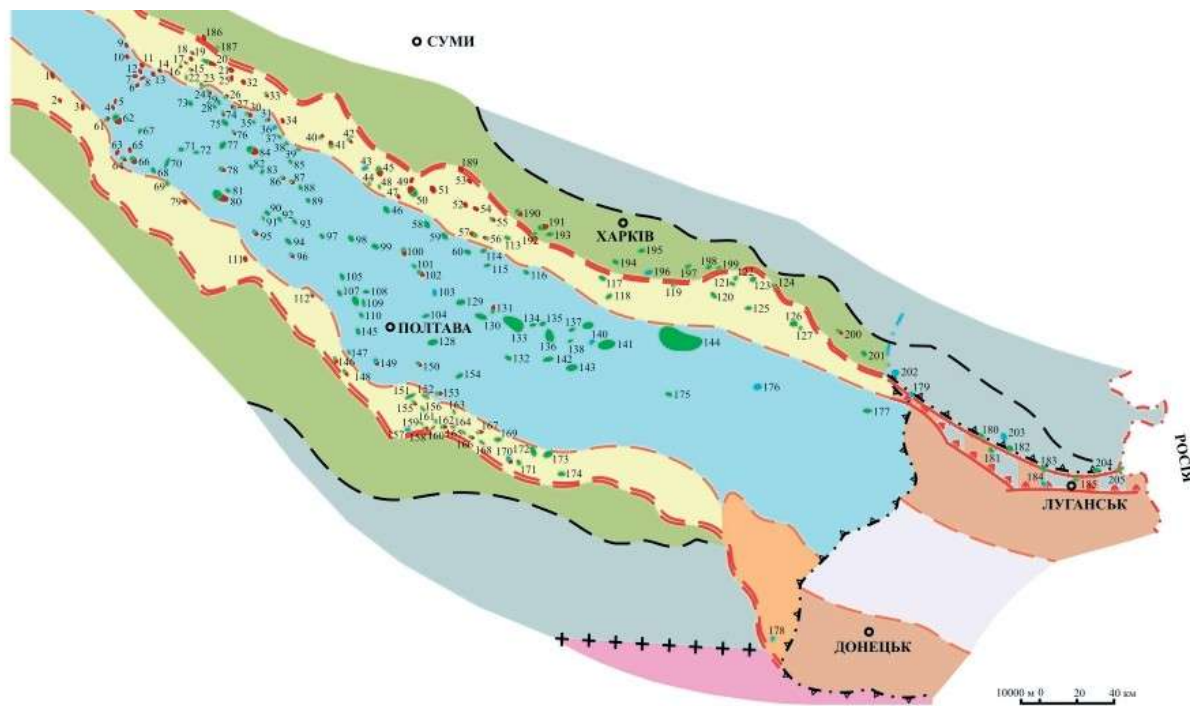


Рисунок 1.1. Схема геологічного районування та розташування родовищ нафти і газу Східного нафтогазоносного регіону України; межі: 1 – Східноєвропейської платформи; 2 – Українського кристалічного щита; складових частин западини: 3 – палеозойського грабена; 4 – мезокайнозойської синеклізи; тектонічних елементів палеозойського грабена та Донбасу: 5 – поперечні; 6 – поздовжні. Диз'юнктивні порушення: 7 – регіональні та субрегіональні скиди; 8 – регіональні та субрегіональні насуви. Елементи тектонічного районування: поздовжні зони западини: 9 – приосьова; 10 – південна та північна прибортові; 11 – надрозломних структур; 12 – південного та північного бортові. Поздовжні зони Донбасу: 13 – перехідна між складчастим Донбасом та схилом Воронежської антеклізи; 14 – південна та північна дрібних складок; 16 – Український кристалічний щит; 17 – схили Українського кристалічного щита і Воронежської антеклізи. Родовища: 18 – нафти; 19 – газоконденсату; 20 – газу. 13 – Ярошівське тектонічно-екрановане нафтове родовище

Ярошівська структура виявлена сейсмозвідкою в 1963 році. Впродовж 1971 - 1973 років вона була вивчена і підготовлена до глибокого буріння. У 1975 році при випробуванні свердловини 2 з відкладів верхньовізейського



під'яруса (продуктивний горизонт В-15, інт. 3858 - 3891 м) отримано перший приплив нафти дебітом  $134 \text{ м}^3/\text{добу}$  через діафрагму діаметром 5 мм.

На цей час на Ярошівському родовищі відкрито сім продуктивних горизонтів (В-15, В-17в, В-17н, В-18н, В-19н, В-21, В-26) з промисловими припливами нафти, а з чотирьох горизонтів (В-16в, В-19в, В-20, Т-1) отримані припливи нафти або нафти з водою, які не мають промислового значення.

Результати аналізу фактичного геолого-геофізичного матеріалу свідчать, що продуктивність горизонтів у розрізі свердловини значною мірою може бути пов'язана не тільки, з наявністю тектонічних порушень, але і з величиною їх амплітуди. Наприклад, у свердловині Ярошівська-9 на глибині 3937 м зафіксоване порушення амплітудою 40 м (порівняно з свердловиною № 2), внаслідок чого з розрізу “випадає” частина верхньовізейських відкладів. З горизонту В-17 отримано приплив нафти дебітом  $Q = 228 \text{ м}^3/\text{добу}$  (рис. 1.2) [3].

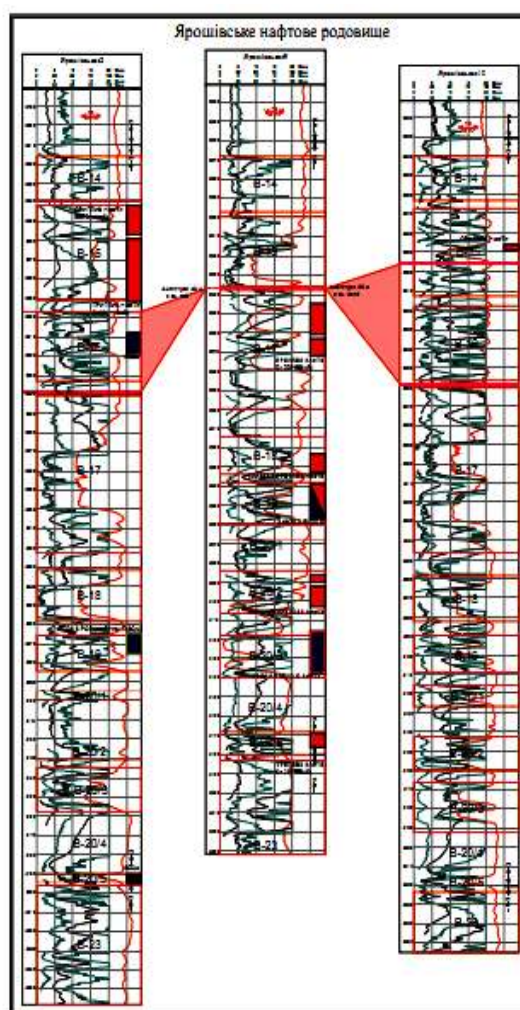


Рисунок 1.2. Структурні аномалії на Ярошівському родовищі

За весь період розробки на північній ділянці Ярошівського родовища пробурено чотири пошукових свердловини (1, 2, 3, 4). Свердловини 2, 3, 4 ліквідовано під час буріння. Свердловина 1 розкрила єдиний продуктивний горизонт В-15. На даний час, свердловина в роботі.

На північній ділянці Ярошівського родовища промислово продуктивним є один горизонт В-15, який представлено пісковиками. Продуктивність його доказана випробуванням в інтервалі від 3965 до 3971 м в свердловині 1, з якої отримано фонтанний приплив нафти дебітом 151,5 м<sup>3</sup>/доб на 6-мм штуцері. В свердловині 3 горизонт В-153 – водонасичений. Ефективна товщина колектора в свердловині 1 складає 9,6 м. Водонафтовий контакт (ВНК) чітко виділяється комплексом геофізичних досліджень на відмітці мінус 3799 м. Поклад нафти горизонту В-15 приурочено до тектонічно-екранованої пастки, що підтверджується водонасиченістю цього горизонту в свердловині 3, де залягає гіпсометрично вище ніж в продуктивній свердловині № 1.

Ярошівське родовище облаштоване і має весь комплекс необхідних комунікацій та установок для збору, підготовки і внутрішньопромислового транспортування нафти і газу, які повністю герметичні.

## 1.2 Геологічна характеристика району робіт

Геологічний розріз Ярошівської структури є типовим для Плісківсько-Лисогірського виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозою (рис. 1.3) [4]. Девонський комплекс розкритий не повністю.

Найдревнішими є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульфатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. Повністю ці відклади свердловинами не пройдені. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утво-

рення. Розкрита товщина відкладів верхньофранського під'ярусу становить 536 м [5].

Нижньофаменський під'ярус ( $D_3fm_1$ ) представлений задонсько-елецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польовошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями. Товщина фаменського ярусу в розкритих свердловинами розрізах сягає 210 - 235 м.

Загальна товщина верхньодевонських утворень в розрізі родовища, вочевидь, перевищує 1500 м [6].

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Вона представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ поділяється на турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус ( $C_{1t}$ ) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Товщина турнейського ярусу в межах родовища складає 170 - 200 м.

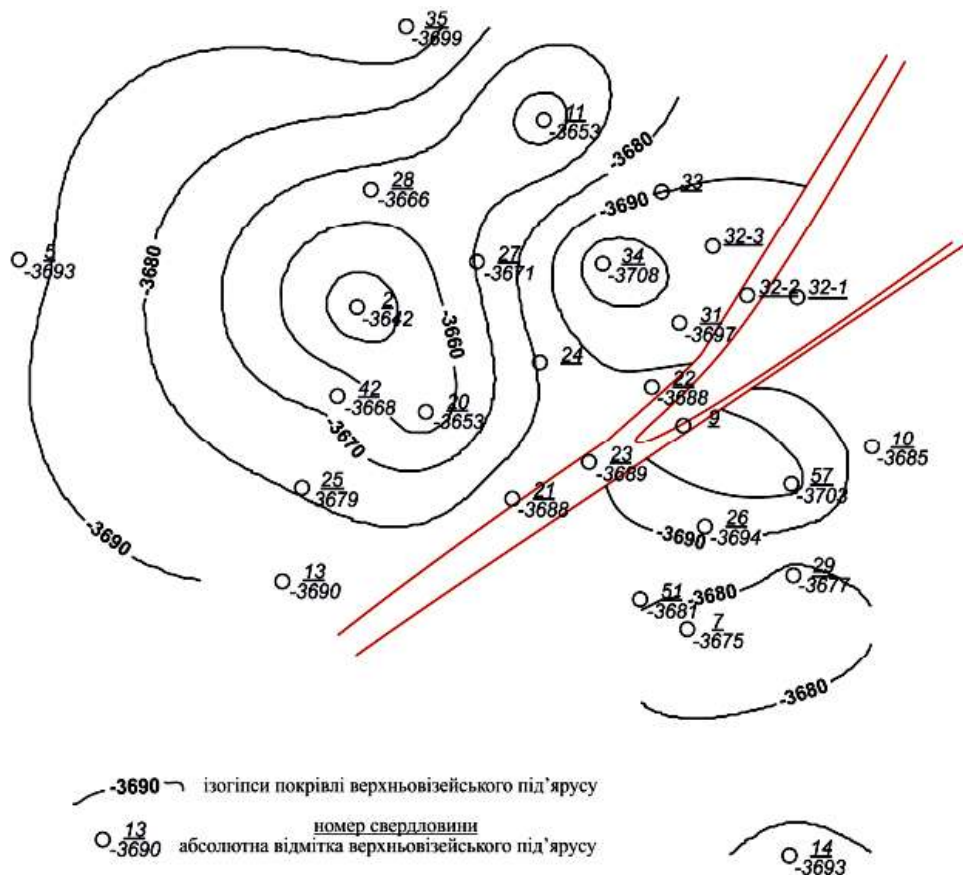


Рисунок 1.3. Структурна схема покрівлі верхньовізейського під'ярусу

Візейський ярус ( $C_1v$ ) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси [5].

Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. В подошві піщано-глинистої товщі виділяється продуктивний горизонт В-26, який складений пісковиками аналогічними турнейським.

Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темно-сірих пісковиків і верхню – глинисто-алеврито-піщану з прошарками вапняків. У верхньовізейському під'ярусі виділено ряд піщано-алевритових горизонтів (від В-15 до В-20), з якими пов'язані промислові скупчення нафти. Загальна товщина візейського комплексу порід складає 440 - 500 м.

Породи серпухівського ярусу ( $C_1s$ ) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля. Товщина серпухівського ярусу на родовищі складає 107 - 127 м та збільшується до периферії підняття.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Вони розкриті усіма свердловинами, які пробурені в межах родовища.

Утворення башкирського ярусу ( $C_2b$ ) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алеврито-піщану. Нижня товща представлена, насамперед, пачкою органогенно-хемогенних вапняків відомою під назвою “башкирська плита”. Товщина її – до 230 м.

Верхня товща представлена піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів, зрідка – вапняків та вугілля. Товщина ярусу – 271 - 307 м.

Відклади московського віку ( $C_2m$ ) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами. Товщина – 235 - 271 м.

Пізньюкам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею (266 - 287 м).

Пермська система неузгоджено залягає на породах карбону. Вона складена глинисто-карбонатними та сульфатно-хемогенними утвореннями ранньої пермі (асельський ярус) – пісковиками, глинами, вапняками, доломітами, ангідритами. Товщина – 74 - 82 м.

Відклади тріасового періоду трансресивно залягають на пермських і представлені нижнім та середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктовими пісковиками та строкатобарвними глинами. Товщина – 264 - 290 м. Верхній відділ утворюють піщано-глинисті породи з прошарками мергелів. Товщина – 215 - 260 м.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами товщиною 120 - 150 м, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів. Товщина – 202 - 215 м.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Нижню крейду складають піщано-глинисті утворення товщиною 140 - 160 м. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща (до 40 м) складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями. Загальна товщина пізньюкрейдових відкладів – 490 - 530 м.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин. Товщина цих відкладів у розрізі родовища – від 280 до 320 м.

Розріз неогенового та четвертинного віків (товщина 56 - 73 м) представлений строкатими глинами, пісками та льосоподібними суглинками [7].

На Ярошівському родовищі діапазон промислової нафтоносності складає 524 м (рис. 1.4) [8].

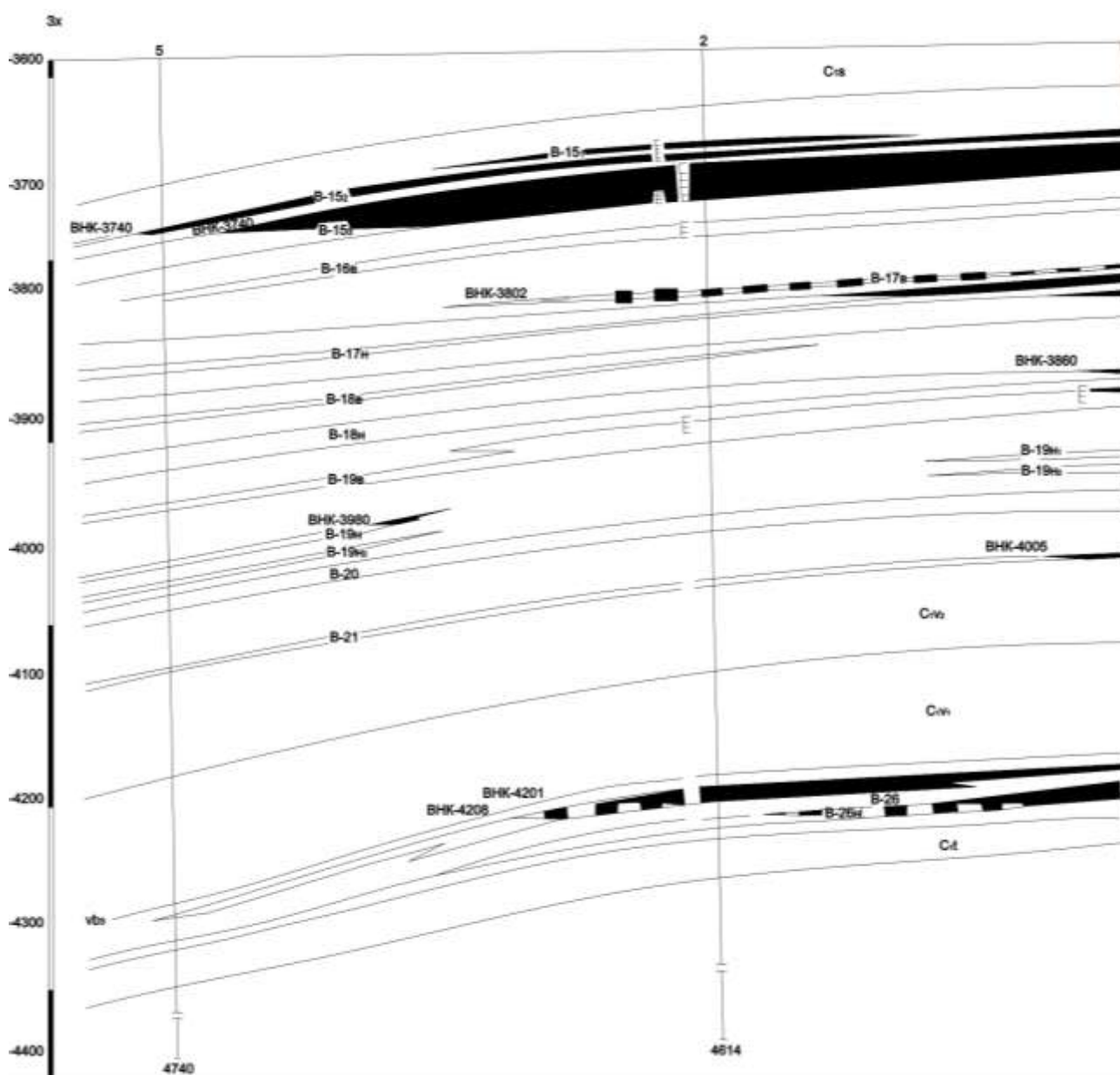


Рисунок 1.4. Ярошівське родовище (геологічний розріз вздовж лінії свердловин: 5-2)

Горизонт В-15 розкритий 25 свердловинами. За літологічною характеристикою він поділяється на три продуктивні пласти: В-15<sub>1</sub> – піщані алевроліти, В-15<sub>2</sub> – вапняки, В-15<sub>3</sub> – пісковики, алевроліти, В-15<sub>1</sub> продуктивний в свердловині 2, 11, в інших свердловинах він щільний. Ефективна його товщина – 0,8 - 2,0 м.

Промислова нафтоносність горизонту В-15<sub>2</sub> встановлена в свердловинах 2 і 13. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) він продук-

тивний в свердловинах 11, 20, 24, 25, 14, а в свердловинах 7, 10, 9, 22, 27 – щільний [5].

Горизонт В-15<sub>3</sub> містить основну частину запасів родовища. Продуктивність його встановлено в свердловинах 2, 7, 10, 23, 24, 27, за ГДС та за керном – в свердловинах 11, 20, 22. Максимальні дебіти при випробуванні досягали 221 м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 7 мм, газовий фактор – 44 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В свердловинах 13, 25 горизонт заміщений щільними породами. Положення ВНК для покладу згідно з результатами випробування і за даними ГДС прийнято єдиним для обох блоків – 3740 м [9]. Нафтовий поклад горизонту В-15 пластовий, склепінний, площа покладу – 4 км<sup>2</sup>, висота – 60 м.

Горизонт В-17<sub>В</sub> складений пісковиками і алевролітами. Промислово-продуктивний він у східному блоці. В св. 7 отримано приплив нафти дебітом 86,4 м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 5 мм. Газовий фактор – 68 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

ВНК для східного блоку прийнято за даними випробування в св. 7 на позначці – 3825 м. У західному блоці горизонт В-17<sub>В</sub> продуктивний за ГДС в св. 22.

Горизонт В-17<sub>Н</sub> представлений найбільш витриманими по площі пісковиками товщиною до 40 м. Промислова нафтоносність горизонту встановлена в західному блоці в свердловинах 9 і 20. Дебіт в свердловині 9 склав 228 м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 7 мм, газовий фактор – 29 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Нафтонасичена товщина складає 5,6 м. Дебіт у свердловині 20 – близько 60 м<sup>3</sup>/добу. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 9, 11, 20, 24. В свердловинах 22, 27 – щільний, в інших обводнений.

Структурні плани горизонтів В-17<sub>Н</sub> і В-17<sub>В</sub> досить близькі, а перемички, які їх розділяють, досить незначні за товщиною. Проте поклади розрізняються за типом і, можливо, режимами витіснення. В структурному відношенні поклади приурочені до брахіантиклінальної структури (по покрівлі горизонту В-17<sub>В</sub>) розмірами 3,2 × 2,0 км по ізогіпсі - 3810 м. ВНК знаходиться на позначці - 3794 м в західному блоці і - 3825 м – у східному [10].

У зв'язку з локальними заміщеннями колектора поклад горизонту В-17<sub>В</sub> встановлено тільки в межах трьох ділянок: в західному блоці в районі свердловин 22 і 9, у східному блоці в районі свердловини 7. Загальна нафтонасичена площа нафтоносності складає 1,037 км<sup>2</sup>, нафтонасичена товщина 1,6 – 4,7 м.

Поклад горизонту В-17<sub>Н</sub> встановлений тільки в західному блоці. В склепінній частині (в інтервалі нафтонасичення між свердловинами 22 і 27) розвинута смуга щільних порід, яка ділить цей поклад на дві ділянки. Загальна нафтонасичена площа становить 0,764 км<sup>2</sup>, товщина – 3,6 - 9,8 м [5].

Горизонт В-18<sub>Н</sub> представлений пісковиками, нафтоносність якого доведено свердловиною 7 (східний блок), з якої одержано 76,7 м<sup>3</sup>/добу нафти через діафрагму діаметром 5 мм (газовий фактор 29 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Поклад пластовий, тектонічно екранований. Позначка ВНК -3915 м: нафтонасичена площа і середня ефективна товщина відповідно складають 0,78 км<sup>2</sup> і 7,5 м.

В західному блоці пласт продуктивний в свердловині 9 з початковим дебітом нафти 2,4 м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 3 мм. За даними ГДС продуктивний в свердловинах 22 і 23. Площа нафтоносності 0,115 км<sup>2</sup>, середня нафтонасичена товщина – 2,9 м. Позначка ВНК – 3860 м.

Горизонт В-19<sub>В</sub> представлений пісковиками. За даними ГДС в свердловині 7 нафтонасиченість їх складає 75%. Поклад в цьому горизонті пластовий, тектонічно екранований знаходиться тільки в східному блоці. ВНК відбивається на позначці – 3936 м. Площа нафтоносності – 0,303 км<sup>2</sup>, нафтонасичена товщина – 2 - 3 м.

Горизонт В-19<sub>Н</sub> представлений пісковиками зі змінними колекторськими властивостями по площі і в розрізі. Він чітко поділяється на два самостійні горизонти В-19<sub>Н1</sub> і В-19<sub>Н2</sub>.

У свердловині 13 з горизонту В-19<sub>Н1</sub> отримано нафту дебітом 23,6 м<sup>3</sup>/добу (газовий фактор 69,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) через діафрагму діаметром 5 мм, в свердловині 9 горизонт В-19<sub>Н1</sub> випробувався разом з В-19<sub>Н2</sub>. Дебіт нафти – 15,3 м<sup>3</sup>/добу.

В горизонті В-19<sub>Н1</sub> у зв'язку з неоднорідністю колекторів виділяються дві ділянки нафтоносності: в районі свердловини 13 та в районі свердловин 9, 22.



На першій ділянці поклад має літологічно-тектонічний тип екранування, в другій – склепінний, тектонічно екранований. Площа нафтоносності першої ділянки – 0,314 км<sup>2</sup>, другої – 0,178 км<sup>2</sup>, нафтонасичена товщина відповідно по ділянках 6,5 і 0,8 м. ВНК в покладі першої ділянки відбивається на позначці – 3980 м, в другій – на позначці – 3930 м. В східному блоці поклад в цьому горизонті не виявлено.

В горизонті В-19<sub>H2</sub> практично на цих же ділянках в західному блоці також виділяються два поклади аналогічного типу. Площа покладу першої ділянки – 0,471 км<sup>2</sup>, другої ділянки – 0,094 км<sup>2</sup>, нафтонасичена товщина відповідно – 5,8 і 1,7 м. Цей горизонт продуктивний і в східному блоці. До нього приурочено пластовий, склепінний, тектонічно-екранований поклад. За даними ГДС він виділяється в свердловинах 7 і 10, де нафтонасиченість 0,63 і 0,58 і нафтонасичені товщини складають 2 і 1,5 м. Низькі значення цих параметрів ймовірно пов'язані з близьким розташуванням ВНК, який проходить на позначці – 3993 м. В західному блоці на першій ділянці ВНК прийнято на позначці – 3993 м, на другій ділянці – на позначці – 3940 м.

Горизонт В-21 складений пісковиками з ефективною товщиною близько 3 м. Горизонт продуктивний в свердловині 9, з якої дебіт нафти складає 21,5 м<sup>3</sup>/добу (газовий фактор 14,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> через діафрагму діаметром 7 мм). За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 20, 22, 23 і 24. Промислова розробка цього покладу проводилася в свердловині 20, з якої було видобуто 24,5 тис. т нафти, після чого вона повністю обводнилась.

Горизонт В-26 має складну будову і представлений чергуванням пачок і прошарків пісковиків, алевролітів і аргілітів, загальною товщиною 50 м, причому пісковики і алевроліти залягають переважно в покрівлі і в підшві горизонту. Ефективна товщина колекторів – 2,2 - 9,2 м.

Продуктивний горизонт В-26 випробувано в процесі розвідки в свердловинах 2, 9 (західний блок). Дебіти при випробуванні склали відповідно 69,4 м<sup>3</sup>/добу (газовий фактор 25,3 м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 8 мм) і 5,2 м<sup>3</sup>/добу при динамічному рівні – 1690 м і в свердловинах 10, 7 (східний блок) –

дебіти відповідно –  $3,2 \text{ м}^3/\text{добу}$  при динамічному рівні 922 м і  $0,26 \text{ м}^3/\text{добу}$  при динамічному рівні – 1976 м.

По горизонту В-26<sub>В</sub> в західному блоці ВНК відбивається на позначці – 4208 м. Поклад – багатопластовий, літолого- і тектонічно екранований. Площа нафтоносності –  $1,083 \text{ км}^2$ , нафтонасичена товщина – 4,1 м.

В східному блоці поклад аналогічного типу. ВНК відбивається на позначці – 4253 м. Площа нафтоносності –  $1,412 \text{ км}^2$ , нафтонасичена товщина – 3,6 м, висота покладу – 32 м.

По горизонту В-26<sub>Н</sub> ВНК відбивається на тих же позначках, як і в горизонті В-26<sub>В</sub>. Площа покладу в західному блоці  $0,23 \text{ км}^2$ , нафтонасичена товщина – 4,0 м. Площа покладу в східному блоці –  $0,267 \text{ км}^2$ , нафтонасичена товщина – 2,4 м [5, 11].

### 1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Об'єкт розробки – північна ділянка Ярошівського нафтового родовища розташована на території Талалаївського району Чернігівської області на північний схід від міста Прилуки на відстані 48 км і 130 км на південний схід від міста Чернігів. Найближчі до родовищ населені пункти – села Українське, Тростянець, Бережівка (1 - 4 км). Залізниця Бахмач-Ромни проходить на відстані 15 км в північно-східному напрямку від родовищ, найближча залізнична станція знаходиться в смт. Талалаївка (рис. 1.5) [12].

В орографічному відношенні родовища розташовані в межах Придніпровської низовини, яка являє собою горбисту рівнину міжріччя р. Сули та р. Удай, розчленовану балками та ярами. Невелика річка Лисогір, ліва притока р. Удай, яка перетинає площу з півночі на південь, не суднохідна. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від +120 до +170м. Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість опадів складає 600 - 650мм. Середньорічна температура повітря -  $+7,5^\circ\text{C}$ . В економічному відношенні район є сільськогосподарським.

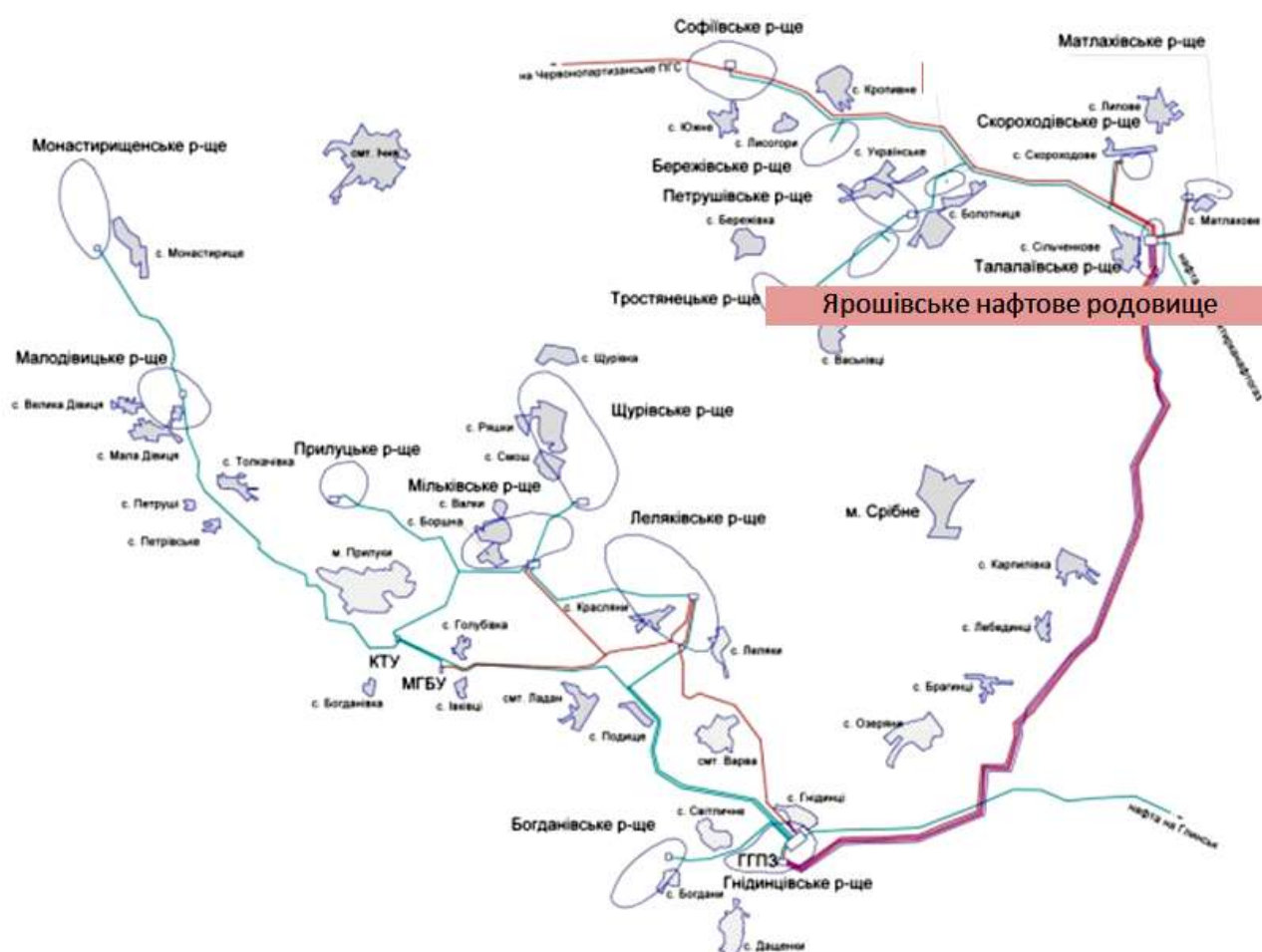


Рисунок 1.5. Оглядова карта розміщення Ярошівського родовища

Нафтогазоносність Ярошівського нафтового родовища пов'язана з регіонально продуктивними відкладами візейського ярусу нижнього карбону. На підставі даних попереднього буріння та випробування свердловин, прийнятої геологічної моделі родовища та геометризації покладів Ярошівському родовищі виділено один продуктивний горизонт В-15<sub>Н</sub>. На площі передбачається пошукове та розвідувальне буріння. Кількість свердловин: 8. Затверджені геологічні запаси горизонту становлять 267 тис. т, а видобувні – 75,695 тис. т нафти.

Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів на Ярошівському родовищі. При реалізації планованої діяльності не передбачається активних і масштабних впливів на навколишнє середовище. Зонами впливу планованої діяльності в період проведення робіт є, лише безпосередньо, територія майданчиків виконання

робот. Технічні рішення, прийняті у проекті, будуть відповідати вимогам екологічних, санітарно-гігієнічних, пожежних та інших діючих норм і правил.

При розробці родовища буде використано сучасні технології що забезпечують охорону надр, мають достатньо низький вплив на навколишнє природне середовище. При реалізації планованої діяльності буде використано сертифіковане обладнання, сировина, матеріали, комплектуючі, що відповідають діючим санітарним та будівельним нормам. Для зниження впливу на довкілля, передбачені: контейнери для всіх видів відходів що утворюються; переміщення техніки по існуючим дорогам; зберігання матеріалів та хімреагентів в оригінальній упаковці або в герметичних ємностях – в спеціально відведених місцях, що обладнані відповідно до вимог чинного законодавства.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Ярошівського нафтового родовища

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-250	Глина, пісок, мергель	I	I	0,0100	0,0140	Обвали
250-900	Глина, рихлий пісковик, крейда	II	III	0,0120	0,0185	Поглинання в глинах, збагачення розчину шламом
900-1800	Аргіліт, алевроліт, вапняк	III	III	0,0140	0,0190	Поглинання
1800-2700	Аргіліт, вапняк, алевроліт	V	IV	0,0140	0,0195	Осипання аргілітів
2700-3400	Алевроліт, пісковик, вапняк	VI	VI	0,0145	0,0195	Поглинання
3400-3800	Вапняк, пісковик, алевроліт	VI	VI	0,0155	0,0210	Зона нафтогазопроявлення

Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу; профіль свердловин: вертикальний; проектна глибина: в середньому 3800 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфوراцією для

випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Ярошівському нафтовому родовищі наведена в табл. 1.1.

На площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних свердловин. Свердловини бурилися за триколонною конструкцією. Проводку свердловин під кондуктор, першу і другу проміжні колони здійснювали в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і турбінним способами або їх комбінацією. Серед ускладнень спостерігалися незначні поглинання, затягування, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у водоносних горизонтах або осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів.

За буримістю породи геологічного розрізу відносяться до групи м'яких з пластами порід середньої твердості і рідкими прошарками твердих. Розріз є нестійкий через наявність прошарків неміцних порід, що відрізняються дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву.

Відповідно до існуючої класифікації ресурсів та запасів родовищ площа за величиною ресурсів нафти і газу відноситься до дрібних родовищ, а за фазовим станом – до нафтових. Площа має складну геологічну будову, характеризується мінливістю товщ і колекторських властивостей продуктивних горизонтів, наявністю тектонічних порушень.

Буріння передбачається здійснювати роторним способами. Конструкції свердловини включає послідовне перекриття пробурених інтервалів до проектної глибини обсадними колонами. Кожна обсадна колона після спуску в свердловину цементується високоміцним тампонажним портландцементом до устя. З метою попередження викиду пластових флюїдів і забруднення поверхневих вод при бурінні під експлуатаційну колону на кондуктор встановлюються превентори.

## Розділ 2. Техніко-технологічна частина

### 2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Під конструкцією свердловини розуміють схему її будови, яка включає сукупність даних про: кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожен колону, інтервали цементування обсадних колон [13].

Конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в іншій обсадних колон, кожна з яких має своє призначення залежно від гірничо-геологічних умов розбурюваного розрізу.

Розрізняють наступні типи обсадних колон. Направлення – перша труба або колона труб, призначена для кріплення верхніх шарів ґрунту, складених нестійкими породами, для запобігання розмиву гирла свердловини та направлення потоку промивальної рідини зі свердловини в очисну систему. Глибина спуску направлення залежить від стану поверхневих відкладень і коливається від 5 - 7 до кількох десятків метрів. Кондуктор – колона, яку спускають у свердловину після направлення; його головна функція – запобігання обвалюванню нестійких порід, що залягають на малих глибинах, а також ізоляція водоносних горизонтів, які служать основним джерелом питної води. Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, призначені для перекриття нестійких порід, які залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проектною глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей називають проміжними. Проміжна колона може бути відсутня чи може бути одна і більше. Колона труб, яка призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводоносних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини, газу або закачування в пласт рідини або газу, називається експлуатаційною. Зазвичай верхній кінець колони обсадних труб установлюють на гирлі свердловини. Інколи верхній кінець колони обсадних труб установлюють

на значній глибині від гирла. Такі колони називають потайними чи хвостовиками. Частина експлуатаційної колони, яка складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску у свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається фільтром.

Конструкцію свердловини рекомендується проектувати в такій послідовності [14]:

- встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску;
- вибір видів обсадних колон;
- проектування діаметрів обсадних колон та доліт для буріння під кожен колону;
- обґрунтування інтервалів тампонування кожної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. На його основі проектується перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймається після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень, досвіду спорудження свердловин на даному родовищі.

У закінченому вигляді конструкція свердловини приводиться у вигляді таблиці та схеми.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання).

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірських порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів. У разі проектування пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити можливість спуску резервної обсадної колони [15].

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.1).

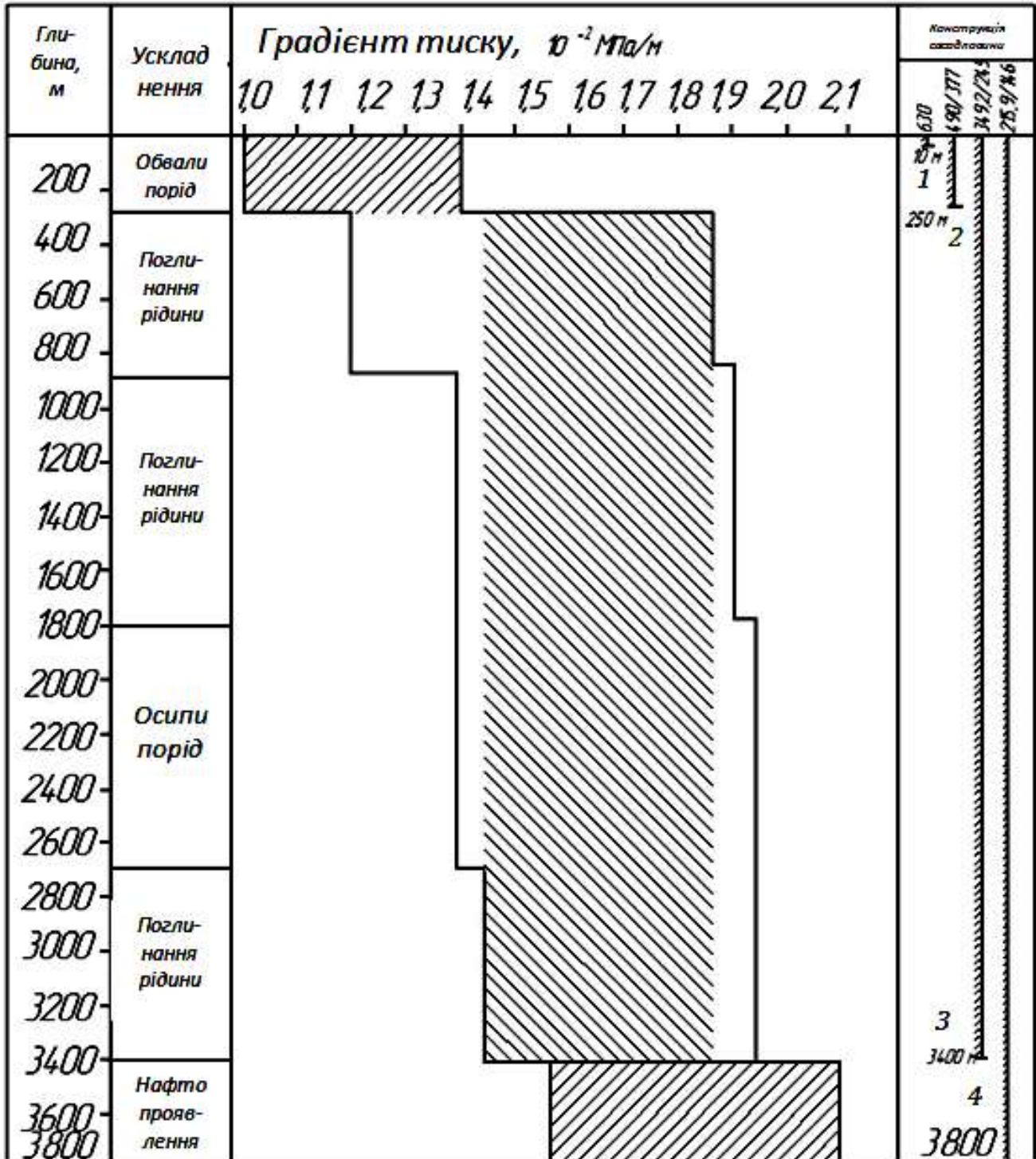


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання



Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [9]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Ярошівського тектонічно-екранованого нафтового родовища і складає - 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- в інтервалі 0-10 м – направляюча колона (з повною цементациєю затрубного простору);
- в інтервалі 0-250 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0-3400 м - проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0-4800 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Таблиця 2.1

*Характеристика конструкції свердловини*

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	1	630	10	До гирла	-
Кондуктор	2	377	250	До гирла	490
Проміжна	3	245	3400	До гирла	349,2
Експлуатаційна	4	146	3800	До гирла	215,9

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

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

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^e = 215,9$  мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{np}} = D_{\delta}^e + 6 = 215,9 + 6 = 221,9 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони:  $D_{\text{зн}}^{\text{np}} = 245$  мм, з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{np}} = 270$  мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{np}} = D_{\text{м}}^{\text{np}} + 2 \cdot \delta = 270 + 2 \cdot 35 = 340 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{np}} = 349,2$  мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{np}} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора:  $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 377$  мм, з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 402$  мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{к}} = 490$  мм.

б) діаметр направляючої колони дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 490 + 50 = 540 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо труби із зовнішнім діаметром  $D_{\text{зн}}^{\text{н}} = 630$  мм (електрозварні труби).

В результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Ярошівського тектонічно-екранованого нафтового родовища.

## 2.2 Вибір способу буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердло-

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

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

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою менше 140°C; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин; в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт [16].

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

При роторному бурінні установлений у центрі бурової ротор одержує оберти від двигунів привода бурової установки. Ротор у свою чергу передає обертання ведучій трубі, а через неї бурильним трубам і долоту [13]. Ротори бурових установок призначені для обертання вертикально підвішеної бурильної колони з частотою 30 – 300 хв<sup>-1</sup> при роторному бурінні та сприйняття реактивного крутного моменту при бурінні вибійними двигунами. Вони слугують і для утримання маси колон бурильних або обсадних труб, що встановлюються на столі ротора чи клинах або на елеваторі. Ротори також використовуються для відгвинчування та згвинчування труб у процесі спуско-піднімальних, ловильних і аварійних робіт. Ротор являє собою конічний зубчастий редуктор, ведене конічне колесо якого насаджено на втулку, з'єднану зі столом. Вертикальна вісь стола ротора розташована по осі свердловини.

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різ-

ними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини [14].

Для умов Ярошівського тектонічно-екранованого нафтового родовища та виходячи з технічної оснащеності підприємства-підрядника, приймаємо роторний спосіб буріння.

### 2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Існує велика кількість різних типів доліт, вибір яких при бурінні свердловин визначається способом буріння, що застосовується, та фізико-механічними властивостями гірських порід, котрі розбурюють.

За характером руйнування породи всі бурові долота можна класифікувати таким чином [13]. 1. Долота різально-сколюючої дії. До цієї групи відносять лопатеві долота, робоча поверхня яких має вигляд плоских лопатей. Вони застосовуються для буріння у в'язких і пластичних породах невеликої твердості та малої абразивності. 2. Долота дробляче-сколюючої дії об'єднують групу шарошкових доліт з напівконічними шарошками. Ці долота призначені для буріння неабразивних і абразивних порід середньої твердості. 3. Долота дроблячої дії. До них належать шарошкові долота з конічними шарошками. Вони застосовуються при бурінні неабразивних та абразивних твердих, міцних і дуже міцних порід. 4. Долота різально-стираючої дії. До цієї групи відносять алмазні й твердосплавні долота, призначені для буріння в неабразивних породах середньої твердості та твердих, а також для розбурювання порід, що чергуються за твердістю, абразивних і неабразивних порід. За призначенням усі бурові долота класифікуються на дві групи: 1) долота, які руйнують гірську породу суцільним вибоєм; 2) долота, котрі руйнують гірську породу кільцевим вибоєм (колонкові долота).

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами [16]:

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

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

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерела [15]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

*Коротка характеристика прийнятих доліт*

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю/буримістю	категорія за абразивністю			
0-250	I	I	Д490С-ЦВ	316	500
250-1800	II-III	III	III 349,2 М – ГВ	114	470
1800-3400	V, VI	IV, VI	III 349,2 Т – ЦВ	99	470
3400-3800	VI	VI	III 215,9 К – ГНУ	44	280

Основний об'єм буріння нафтових і газових свердловин виконується шарошковими долотами. Створені конструкції шарошкових доліт з однією, двома, трьома, чотирма та шістьма шарошками. Нині для ефективного буріння гірських порід випускають 13 типів шарошкових доліт з різними фізико-механічними властивостями, які рекомендується використовувати в різних за твердістю та абразивністю породах. Такі долота виготовляють з високоякісних сталей з подальшою хіміко-термічною обробкою найбільш відповідальних і швидкозношуваних деталей [13].

Сучасні конструкції тришарошкових доліт виготовляють зварюванням між собою трьох кованих секцій (лап). На цапфах долота на підшипниках обер-

таються шарошки. Вони мають породоруйнуючі елементи, конструкція яких визначається механічними та абразивними властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото має промивальні отвори. Приєднання долота до бурильної колони здійснюється за допомогою подовженої замкової різьби.

При обертанні долота шарошки, що перекочуються по вибою, здійснюють складний обертовий рух. У результаті цього породоруйнуючі елементи шарошок наносять удари по породі, дроблячи і сколюючи її. Сколююча дія породоруйнуючих елементів шарошок на породу залежить від їх форми, розміщення в корпусі долота та стану поверхні вибою свердловини.

Долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дроблячого класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ – до доліт дробляче-сколюючого класу. Залежно від того, для буріння в яких породах призначено долото, шарошки мають різні породоруйнуючі елементи – зубці, котрі виготовляються або разом з тілом шарошки фрезеруванням, або накаткою, або окремо зі спеціальних твердих сплавів. Останні мають клиноподібну чи сферичну контактну поверхню та запресовуються в гнізда, просвердлені у тілі шарошки. Шарошки з фрезерованими або накатаними зубцями використовують у долотах, призначених для руйнування неабразивних порід. Шарошки із зубцями з твердих сплавів призначені для розбурювання абразивних порід, а також порід з дуже високою твердістю.

Шарошки доліт типів МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ і ТКЗ, що призначені для буріння абразивних порід, оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, які мають клиноподібну породоруйнуючу поверхню.

Одним з основних вузлів шарошкового долота є опора. Опори долота повинні сприймати значні осьові навантаження при високих швидкостях обертання шарошок.

Розміри, форма і розміщення промивальних отворів мають велике значення для ефективності роботи долота. Струмінь промивальної рідини очищає зуби шарошок від шламу, охолоджує робочі елементи долота та змащує підшипники шарошок.

Забезпечення своєчасно видалення з вибою свердловини зруйнованої породи досягається не лише подачею до нього достатньої кількості промивальної рідини, але й застосуванням раціональних конструкцій і схем розміщення промивальних отворів у долоті [14, 16].

## 2.4 Вибір бурильної колони

Бурильна колона призначена для передачі обертання долоту (при роторному бурінні) та сприйняття реактивного моменту двигуна при бурінні з вибійними двигунами, створення навантаження на долото, подачі бурового розчину на вибій свердловини для очищення останнього від породи й охолодження долота, підйому зі свердловини зношеного долота і спуску нового [13, 16].

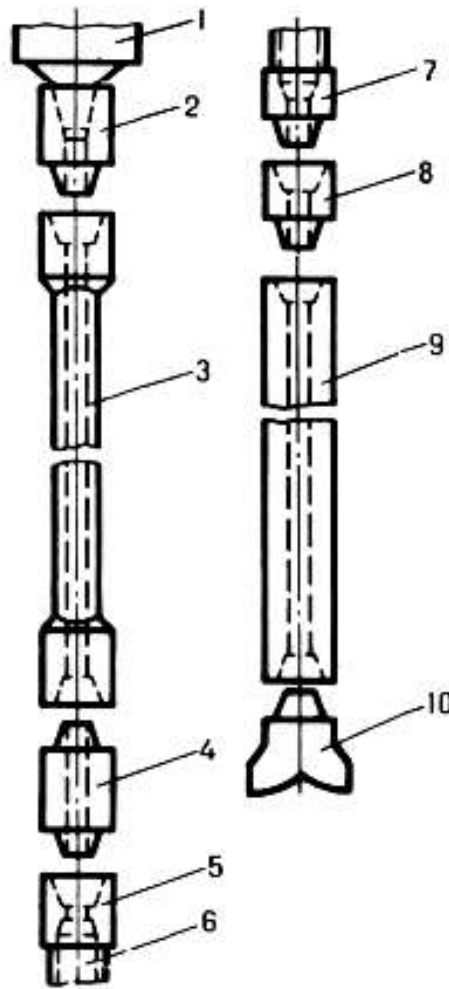


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони: 1 – вертлюг; 2 – перехідник вертлюга; 3 – ведуча труба; 4 – перехідник ведучої труби; 5 – муфта замка; 6 – бурильна труба; 7 – ніпель замка; 8 – перехідник; 9 – обважнена труба; 10 – долото

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб, замків, перехідників і з'єднувальних муфт (рис. 2.2).

Верхня труба бурильної колони з'єднана з вертлюгом, який за допомогою гака, талевого блока і канату підвішений на кронблок, установлений у верхній частині бурової вишки.

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [14]. На основі розрахунків розробляють бурильну колона однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

### ***Вибір діаметрів ОБТ и бурильних труб***

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [14].

*Таблиця 2.3*

*Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ ø 140 мм*

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



Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для  $D_0 \leq 295,3$  мм):

$$- \frac{d_{ОБТ}}{D_0} = 0,75 - 0,85; d_{ОБТ} = 0,75 \cdot 215,9 \approx 162 \text{ мм, приймаємо } d_{ОБТ} = 178 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{бм}}{d_{ОБТ}} = 0,75 - 0,80; d_{БТ} = 0,75 \cdot 178 \approx 134 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром  $d_{БТ} = 140$  мм (табл. 2.3).

### ***Вибір компоновки низу бурильної колони (КНБК)***

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [14, 16].

### *Довжина і компоновка ОБТ*

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{ОБТ} = \frac{KG_0}{q_{ОБТ} \left( 1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_m} \right)}, \quad (2.7)$$

де  $l_{ОБТ}$  – довжина ОБТ, м;

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

$G_0$  – осьове навантаження, Н;

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

$\rho_m$  – щільність матеріалу труби,  $\text{кг/м}^3$ ;

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $q_{\text{ОБТ}} = 145,4$  кг [14].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 21500}{145,4 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} \approx 224 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо  $l_{\text{ОБТ}} = 225$  м.

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

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

де  $E$  – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м<sup>2</sup>;

$I$  – момент інерції за дії вигину, м<sup>4</sup>.

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

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

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

Якщо  $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компонування ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [14, 17], для проєктованого випадку центратори будуть встановлені на відстані 125 м (загалом 1 центратор).

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб, для цього вибирають труби групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250 - 300 м.

Приймаємо довжину наддолотного комплекту 300 м (12 свічок) з труб ТБВ – 140, матеріал виготовлення - сталь групи міцності "Д" з товщиною стінки 11 мм.

### *Довжина і компоновка СБТ*

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності.

Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки [14, 17].

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{OBT} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.9)$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_{нл}}{K_1 n},$$

де  $Q_{p1}$  – значення величини допустимого навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

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

$G_{OBT}$  – вага ОБТ, Н;

$G$  – вага забійного двигуна [18], Н;

$G_{нк}$  – вага наддолітного комплекту, Н;

$P_n$  – сумарні втрати тиску в забійному двигуні та долоті, Па;

$F_n$  – площа прохідного перетину бурильної труби, м<sup>2</sup>;

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

$Q_{нл}$  – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н;

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

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту и моменту на вигин (при бурінні з використанням забійних двигунів  $K_1 = 1$ ; при роторному бурінні  $K_1=1,04$ ).

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

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

$$l_1 = \frac{842000 - 1,15(225 \cdot 1454 + 300 \cdot 395 + 440) \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right) - 13000000 \cdot 0,785 \cdot 0,124^2}{1,15 \cdot 308 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 1005 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 1000 \text{ м}$ .

Якщо сумарна довжина запроектованої компоновки низу бурильної колони, ОБТ і першій секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцності).

Довжина другої і наступних секцій визначається за наступними розрахунковими формулами:

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

де  $l_2, l_3$  – довжина другої та третьої секцій;

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

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1373}{1,04 \cdot 1,4} = 943 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{943 - 842}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 330 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_2 = 325 \text{ м}$ .

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

$$Q_{p3} = \frac{1520}{1,04 \cdot 1,4} = 1044 \text{ кН}; \quad l_3 = \frac{1044 - 943}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 302 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_3 = 300 \text{ м}$ .

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

$$Q_{p4} = \frac{1668}{1,04 \cdot 1,4} = 1146 \text{кН}; l_4 = \frac{1146 - 1044}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 285 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_4 = 275 \text{ м.}$

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

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,337 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 331 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_5 = 325 \text{ м.}$

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

$$Q_{p6} = \frac{2011}{1,04 \cdot 1,4} = 1381 \text{кН}; l_6 = \frac{1381 - 1247}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 401 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_6 = 400 \text{ м.}$

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

$$Q_{p7} = \frac{2158}{1,04 \cdot 1,4} = 1482 \text{кН}; l_7 = \frac{1482 - 1381}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 402 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_7 = 400 \text{ м.}$

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

$$Q_{p8} = \frac{2207}{1,04 \cdot 1,4} = 1516 \text{кН}; l_8 = \frac{1516 - 1482}{1,15 \cdot 0,368 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 102 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_8 = 100 \text{ м.}$

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

$$Q_{p9} = \frac{2403}{1,04 \cdot 1,4} = 1650 \text{кН}; l_9 = \frac{1650 - 1516}{1,15 \cdot 0,395 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 374 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$L_9 = L_{св} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{ОБТ} + l_{НК})$$

$$L_9 = 3800 - (225 + 300 + 1000 + 325 + 300 + 275 + 325 + 400 + 275 + 100) = 275 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_9 = 225 \text{ м}$ .

Таблиця 2.4

*Зведені дані про конструктивні параметри бурильної колони*

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			от	до			
9	11	Е	0	275	275	0,395	88,9
8	10	Е	275	375	100	0,368	36,8
7	11	К	375	650	275	0,395	108,6
6	10	К	650	1050	400	0,368	147,2
5	9	К	1050	1375	325	0,337	109,5
4	11	Д	1375	1650	275	0,395	108,6
3	10	Д	1650	1950	300	0,368	110,4
2	9	Д	1950	2275	325	0,337	109,5
1	8	Д	2275	3275	1000	0,308	308,0
НК	11	Д	3275	3575	300	0,395	118,5
ОБТ	44	Д	3575	3800	225	1,454	327,2
<b>РАЗОМ</b>							<b>≈1574</b>

В результаті проведеного ґрунтового розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння [19].

## 2.5 Вибір режимів буріння

Ефективність руйнування породи долотом залежить від: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, параметрів промивальної рідини, конструкції долота, властивостей породи та інших факторів. Деякими з них можна оперативно управляти [20].

Під режимом буріння розуміють сукупність факторів, які впливають на ефективність руйнування породи й інтенсивність зношування долота і якими можна оперативно управляти в період роботи долота на вибої. Ці фактори називають режимними параметрами.

До режимних параметрів відносять: осьове навантаження на долото, частоту обертання долота, секундну витрату промивальної рідини, параметри про-

мивальної рідини.

Режими буріння поділяють на [19]: 1) звичайний: оптимальний, раціональний, форсований (швидкісний або силовий); 2) спеціальний. Оптимальний, це такий режим буріння, що забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленого завдання. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки та максимум рейсової швидкості. Раціональний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенні. Форсований режим – це такий режим буріння, котрий приводить до збільшення швидкості буріння. Швидкісний режим – це такий режим буріння, при котрому інтенсифікація процесу руйнування породи досягається внаслідок збільшення швидкості обертання долота. Силовий режим – це такий режим буріння, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото. Спеціальний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання. Прикладом спеціального режиму буріння може бути буріння похило спрямованої свердловини.

### Осьове навантаження на долото $C_d$

визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_n p_{ш} F_k \quad (2.11)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

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

$F_k$  – площа контакту зубів долота с породою, м<sup>2</sup>.

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

Значення контактної площі  $F_k$  для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [14, 17]. Отриману розрахун-

кову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота  $[C_d]$ .

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_\delta = c_n D_\delta, \quad (2.12)$$

де  $c_n$  – питома навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.5), Н/м;

$D_\delta$  – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Питома навантаження для різних типів доліт

Тип долота	Тришарошкові долота				
	М	МС	С	Т	К
$c_n \cdot 10^5$ , Н/м	<2	2-5	5-10	10-15	>15
Тип долота	Лопатеві		Фрезерні	Алмазні та "ИСМ"	Одношарошкові
	дволопатеві	трилопатеві			
$c_n \cdot 10^5$ , Н/м	3-5,7	1,3-1,5	4-6	1,5-3,3	6-8

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

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

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

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

### Частота обертання долота

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота [14, 17].

$$n_\delta = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_\delta Z}, \quad (2.13)$$

де  $n_\delta$  – частота обертання долота,  $\text{с}^{-1}$ ;

$d_{ш}$  – діаметр шарошки, м;

$t_{\min}$  – мінімально необхідний час контакту зуба долота із породою, с

$$t_{\min} = (3 - 8) \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

$Z$  – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.



$$\underline{\text{Д490С-ЦВ}} n_o = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7c^{-1} \approx 100 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 М-ГВ}} n_o = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5c^{-1} = 150 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш 349,2 Т-ЦВ}} n_o = \frac{0,118}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 2,4c^{-1} = 145 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш 215,9 К-ГНУ}} n_o = \frac{0,065}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 4c^{-1} = 240 \text{об/хв}.$$

### ***Витрата промивальної рідини***

вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{внб}} \quad (2.14)$$

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

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

$q_0=0,35-0,5$  – при роторному способі та електробурінні;

$F_{\text{внб}}$  – площа забою свердловини,  $\text{м}^2$ .

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

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.15)$$

де  $V_{\text{min}}$  – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі,  $\text{м}/\text{с}$

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

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

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

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

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		$C$ , даН	$n$ , об/хв	$Q$ , дм <sup>3</sup> /с
Д490С-ЦВ	0-250	9800	100	46
ІІІ 349,2 М – ГВ	250-1800	9500	150	46
ІІІ 349,2 Т – ЦВ	1800-3400	35000	145	46
ІІІ 215,9 К – ГНУ	3400-3800	25000	240	15

### Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.1) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі [14, 21]:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.16)$$

де  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається густина;

$g$  – прискорення земного тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

$\alpha$  - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт на нафтогазових родовищах, визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [14, 22].

$$\text{- інтервал буріння 0-250 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 250)}{9,81 \cdot 250} \approx 1125 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 250-3400 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (14500 \cdot 3400)}{9,81 \cdot 3400} \approx 1555 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 3400-3800 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (15500 \cdot 3750)}{9,81 \cdot 3750} \approx 1660 \text{ кг/м}^3.$$

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [23]

$$P = P_m + P_{kn} + P_3 + P_{OBT} + P_{knOBT} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.17)$$

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

$P_m$  - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

$P_3$  - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{OBT}$  - втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{knOBT}$  - втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{обв}$  - втрати тиску в наземному обв'язуванні (стояку, буровому шлангу, ведучій трубі, вертлюгу), Па;

$P_\delta$  - втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, залежно від якого вибирають ті або інші розрахункові формули [24]. Для цього визначають фактичне  $Re$  і критичне  $Re_{кр}$ .

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_\Gamma}{\eta_{пл}} \quad (2.18)$$

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

$V$  - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

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

$D_c$  - діаметр свердловини, м;

$d_{зн}$  - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де  $He$  – критерій Хелстрема;

$$\text{He} = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_{\Gamma}^2}{\eta_{\text{пр}}^2} \quad (2.19)$$

де  $\tau_0$  – динамічна напруга зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 7 \quad (2.20)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.21)$$

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

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

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

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

$$p_{\text{T}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} d_{\text{в}}} \quad (2.22)$$

$$p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} (D_c - d_{\text{зн}})} \quad (2.23)$$

де  $l$  – довжина секцій буритьних труб однакового діаметру;

$\beta_{\text{T}}$ ,  $\beta_{\text{кп}}$  – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.4) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана  $\text{Sen}$  для труб і кільцевого простору

$$\text{Sen} = \frac{\tau_0 d_{\Gamma}}{\eta_{\text{пл}} V} \quad (2.24)$$

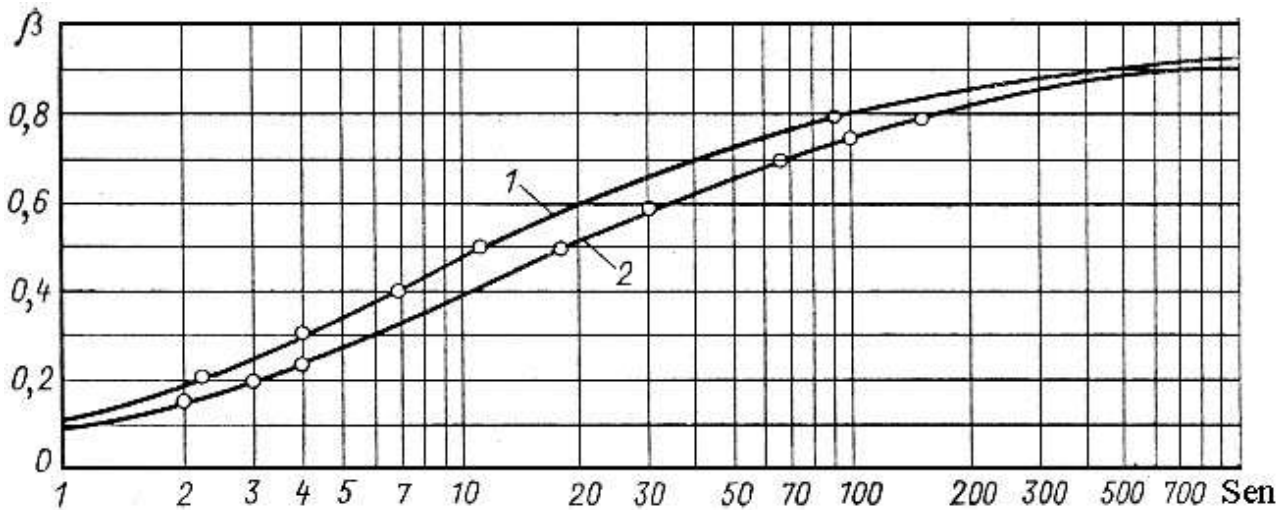


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту  $\beta$  від параметру Сен-Венана  $Sen$ : 1 – для труб  $\beta_m$ ; 2 – для кільцевого простору  $\beta_{кп}$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l, \quad (2.25)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.26)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left( 1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.27)$$

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

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.28)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;

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

$i$  – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{ПК}} \left( \frac{F}{F_{\text{КП}}} - 1 \right), \quad (2.29)$$

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

$F$  – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м<sup>2</sup>;

$F_{\text{КП}}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м<sup>2</sup>.

$$i = \frac{1}{l_T},$$

де  $l$  – довжина бурильних труб однакового діаметра;

$l_T$  – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.30)$$

де  $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$  – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [23].

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

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \Sigma P_i, \quad (2.31)$$

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

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

$P_n$  – тиск, що розвиває насос, Па;

$\Sigma P_i$  – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванні.

За значенням  $P_{m\partial}$  необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні цього інтервалу свердловини.

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \quad (2.32)$$

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати, значення якого приведені в [24].

Якщо набуте значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторних доліт, не повинен перевищувати деякого граничного значення  $P_{кр}$ , яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають  $P_{кр} \leq 12-13$  МПа.

Саме тому підбирають такі значення  $V_d$  і  $P_{m\partial}$ , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок  $f_d$  долота

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

За величиною  $f_d$  підбирають діаметри насадок долота

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

де  $d_n$  – діаметр насадки, м;

$n$  – кількість насадок.

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

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.33)$$

де  $V$  – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта  $b_p=0,75-0,8$ ), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при цій витраті  $Q$ . Для наступного буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

#### Втрати тиску в бурильних трубах

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,124^2 = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1660 \cdot 1,25 \cdot 0,124}{0,045} = 5718;$$

$$\text{He} = \frac{1660 \cdot 10,3 \cdot 0,124^2}{0,045^2} = 129827 ;$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 129827^{0,58} = 8846 ;$$

Оскільки  $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$  – режим руху ламінарний, тому

$$\text{Sen} = \frac{7,1 \cdot (0,124)}{0,045 \cdot 1,25} = 16;$$

$$P_{\text{кр}} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3525}{0,6 \cdot (0,124)} = 1,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,4 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1660 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 1960;$$



$$He = \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 33530;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 33530^{0,58} = 5177.$$

Оскільки  $Re < Re_{кр}$  – режим руху ламінарний, тому

$$Sen = \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 17;$$

$$P_{кл} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3525}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,5 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3525}{25} = 141 \text{ шт.}$$

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

$$P_s = 1660 \cdot 141 \cdot \left[ \left( 0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2} \right) + \left( 0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,09 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1;$$

$$F = 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2;$$

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

$$Re = \frac{1660 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8300;$$

$$He = \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 47144;$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 47144^{0,58} = 5849.$$

Оскільки  $Re > Re_{кр}$  – режим руху турбулентний, тому

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03;$$

$$P_{ОБТ} = 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1660}{0,09} \cdot 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{nl} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033 ;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1 ;$$

$$F = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$\text{Re} = \frac{1660 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 1747 ;$$

$$\text{He} = \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)^2}{0,045^2} = 8360 ;$$

$$\text{Re}_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 8360^{0,58} = 3475 .$$

Оскільки  $\text{Re} < \text{Re}_{кр}$  – режим руху ламінарний, тому

$$\text{Sen} = \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045 \cdot 1,25} = 5 ;$$

$$P_{кнОБТ} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 225}{0,3 \cdot (0,2159 - 0,178)} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,6 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1660 \cdot 0,015^2 \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,3 \text{ МПа}.$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\delta} = 0,8 \cdot 32 - (1,4 + 2,5 + 0,1 + 0,4 + 0,6 + 0,3) \approx 20 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_{\delta} = \mu_{\delta} \sqrt{\frac{2P_{\delta}}{\rho_{np}}} , \text{ м/с}. \quad (2.34)$$

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення  $P_{кр}$ , яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають  $P_{кр} \leq 12-13 \text{ МПа}$ . Оскільки  $P_{мд} = 21 \text{ МПа} > P_{кр}$ , то приймаємо  $P_{мд} = P_{кр} = 13 \text{ МПа}$ .

$$V_{\delta} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1660}} = 112 \text{ м/с}.$$

Тому підбирають такі значення  $V_{д}$  і  $P_{мд}$ , щоб виконувалися умови:

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с}.$$

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

Сумарна площа насадок  $f_d$  гідромоніторного долота

$$f_d = \frac{0,015}{112} = 0,000133 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000133}{3,14 \cdot 3}} = 0,0075 \text{ м} = 7,5 \text{ мм.}$$

В результаті проведених розрахунків отримано стандартну гідравлічну програму промивання свердловини [20, 23].

## 2.6 Ускладнення при бурінні

Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації аварій на них, висувають низку специфічних вимог до механічних та електромагнітних характеристик матеріалів, використовуваних у бурильному устаткуванні різноманітного призначення [15].

Проблеми, пов'язані з проводкою нафтових свердловин, в основному виникають внаслідок порушення стійкості гірських порід, якими складені стінки свердловини, безпосередньо в процесі буріння або в результаті взаємодії в системі бурової розчин – порода [25]. Напруга в гірській породі спільно з поровим тиском прагнуть відновити існуючу рівновагу пластів, що примушує їх деформуватися у напрямі стовбура свердловини.

Стовбур утримується у відкритому стані за рахунок підтримки рівноваги між напругою в пласті і поровим тиском, з одного боку, і тиском бурового розчину у свердловині, з іншого боку. Порушення балансу може привести до виникнення ускладнень у свердловині [15].

Ускладнення в процесі буріння свердловин можна розділити на три основні групи [26]: 1) прихоплення бурильних труб; 2) осипи глинистих сланців; 3) поглинання.

Бурильні труби вважаються прихопленими, коли частина бурильної колони або ОБТ знаходяться в нерухомому стані і неможливе їх осьове переміщення у свердловині. При виникненні прихоплення рух бурильних труб і подальший процес буріння неможливий.

У практиці буріння прихвати бурильних труб відбуваються внаслідок прояву перепаду тиску, з механічних причин в результаті утворення жолобів.

Використовують наступні методи для звільнення прихоплених труб: 1) зменшення гідростатичного тиску; 2) установка ванн; 3) розгвинчування бурильного інструменту; 4) ловильні роботи за допомогою випробувача пластів (для витягання бурильного інструменту); 5) ловильні роботи у свердловині.

Механічне прихоплення бурильних труб відзначається в наступних випадках: якщо уламки вибуреної породи і осипання пластів закупорюють затрубний простір навколо бурильної колони; при спуску труб у свердловину з високою швидкістю, внаслідок чого колона потрапляє в звужену ділянку стовбура або ударяється об забій свердловини [27]; при підйомі із затягуванням в жолоб.

Звужені ділянки стовбура зазвичай можна визначити при підйомі інструменту по затягуваннях (тобто по наявності навантаження, що перевищує вагу бурильної колони в розчині). Для запобігання механічному прихопленню вузькі ділянки стовбура свердловини необхідно розширити перед бурінням наступних інтервалів.

Розрізняють наступні методи, вживані для звільнення бурильних труб при механічних прихопленнях – обертання і ходіння інструменту або приведення в дію бурильного яса, якщо останній використовується. У тому випадку коли результат не досягнутий, потрібно встановити ванну з органічної рідини і повністю повторити операцію, описану вище.

Якщо усі зусилля не дали результату, колону бурильних труб слід звільнити шляхом розгвинчування.

Для попередження можливостей виникнення прихопленонебезпечних умов у свердловині необхідно вжити наступних заходів [21, 27]. 1. Дотримання режиму промивання - основна умова попередження прихоплень. Рекомен-

ндують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4-0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників - до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону (БК) над забоєм на довжину тягової труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсадженому або неускладнену частину стовбура.

2. Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброблення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Водночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення.

3. Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі БК, і обертання ротора з частотою 1,2 об/с у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння. Виникнення затяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка місця затяжки повинна проводитись обережно, без затяжок, посадок і підвищення тиску на насосах.

4. У випадку затягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках - на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути БК ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому на 30-40 кН нижче власної ваги інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

Глинисті сланці – осадова гірська порода, утворена відкладенням і стискуванням відкладень за певний геологічний період часу. Такі відкладення складаються з глини, мулу, води, невеликої кількості кварцу і польового шпату. Залежно від вмісту води глинисті сланці можуть бути щільною або м'якою (нецементованою) гірською породою. Сланцевата глина може існувати у вигляді метаморфічної породи (аспідний, слюдяний сланці і філіт).

При бурінні нафтових свердловин зустрічають два типи осадових глинистих сланців: нецементовані глинисті (чи глини) і щільні глинисті сланці. Буріння обох типів глини пов'язане з осипанням і каверноутворенням. Нестабільність стовбура свердловини при бурінні глинистих розрізів зв'язують з сипкими глинами [26].

Інтенсивність осипання сланцеватих глини пов'язана із вмістом монтморилоніту (чи вмістом активної глини) і віком порід.

До механічних чинників, які впливають на сипучість глини, відноситься в основному ерозія, викликана рухом бурового розчину з високим ступенем турбулентності. Більшість гідравлічних програм проектують з метою забезпечення ламінарного режиму руху потоку рідини в затрубному просторі [23].

Механічний вплив інструменту проявляється також в руйнуванні сланцеватих глини в результаті ударів бурильної колони, а каверноутворення – внаслідок зміщень глинистих розрізів. Останнє відбувається тому, що при утворенні стовбура свердловини порушується напруженість системи, що викликає динамічні зміщення в розрізі. Такі зміщення ведуть до руйнування пласта сланцеватих глини в зоні стовбура свердловини на дрібні розломи (фрагменти), які обсипаються в стовбур [27].

Під поглинанням розуміють часткову або повну втрату циркуляції бурового розчину в процесі буріння, промивання, спуску обсадної колони (або поглинання цементного розчину при цементуванні) [14, 23].

Поглинання виникає, коли гідростатичний тиск бурового розчину перевищує міцність на розрив пласта і створює тріщини, по яких йде розчин. Для виникнення поглинання розмір порових отворів тріщин, що утворилися, має

бути більше розміру твердих часток бурового розчину. На практиці, розмір тріщин, який може викликати поглинання, знаходиться в межах 0,1 - 1 мм.

Усі типи гірських порід здатні до поглинання, але слабкі пласти і передусім кавернозні особливо. У м'яких породах, таких як піщаник, поглинання в основному виникає внаслідок високої проникності цих порід і легкості, з якою можуть утворюватися тріщини. У твердих гірських породах (наприклад, вапняк, доломіт і твердий сланець) поглинання відбувається через наявність порожнеч, каверн, щілин, природних і штучних тріщин.

## 2.7 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ- 1 [14, 17], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4000 м в районах з помірним кліматом.

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

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

### *Конструктивні особливості і переваги*

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;

- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

#### **Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ- 1**

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	270
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	4000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
<b>Вишка УМ 45-225Р</b>	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,6
<b>Основа</b>	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8,5
<b>Талева система</b>	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
<b>Лебідка ЛБУ-750 СНГ</b>	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	750
<b>Вертлюг УВ-250 МА</b>	
Вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	145
<b>Ротор Р- 700</b>	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
<b>Насос УНБТ-950 А2</b>	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
<b>Циркуляційна система</b>	
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	160
Кількість східців очищення	4



**Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2**

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

**Технічна характеристика ротора Р- 700**

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

**Технічна характеристика вертлюга УВ-250МА**

Вантажопідйомність, тс	250
Динамічна вантажопідйомність (по нормах АРІ), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьблення переводника для з'єднання з ведучою трубою (ліве)	3-152Л
Приєднувальне різьблення (ліве)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
Маса, кг	2200

***Вибір талевого канату і талевої системи***

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

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку [14, 17]:

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k} \quad (2.35)$$

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_{\Gamma}$  - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

$P_k$  - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1574}{2 \cdot 6323} = 4,9$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T=5$  шт. Тоді оснащення талевої системи - десятиструнне (5 x 6).

В результаті розрахунку отримано дані щодо необхідних параметрів технічного оснащення бурової ділянки.

### Розділ 3. Спеціальна частина роботи – удосконалення технології встановлення ізоляційних мостів

Практика буріння і експлуатації свердловин деяких категорій характеризується необхідністю надійної ізоляції (в обсадженому або відкритому стовбурі) окремого інтервалу з метою: відокремлення зон поглинання або прояву; ліквідації каверн і жолобів; забурювання нового стовбура; усунення негерметичності обсадних труб; створення опори для випробування пластів або секцій обсадних труб; ізоляції водонапірних і непродуктивних горизонтів при випробуванні і ліквідації свердловин; повернення на раніше пробурений горизонт; викривлення стовбура свердловини [14, 20]. Найпоширенішим способом досягнення перелічених цілей є створення в стовбурі свердловини так званого моста, який може бути гумовим, пластмасовим, металевим, та в більшості випадків – цементним [28]. В останньому випадку міст є цементним стаканом в стовбурі свердловини заввишки в декілька десятків метрів, що достатньо для створення надійної і непроникної ізоляції.

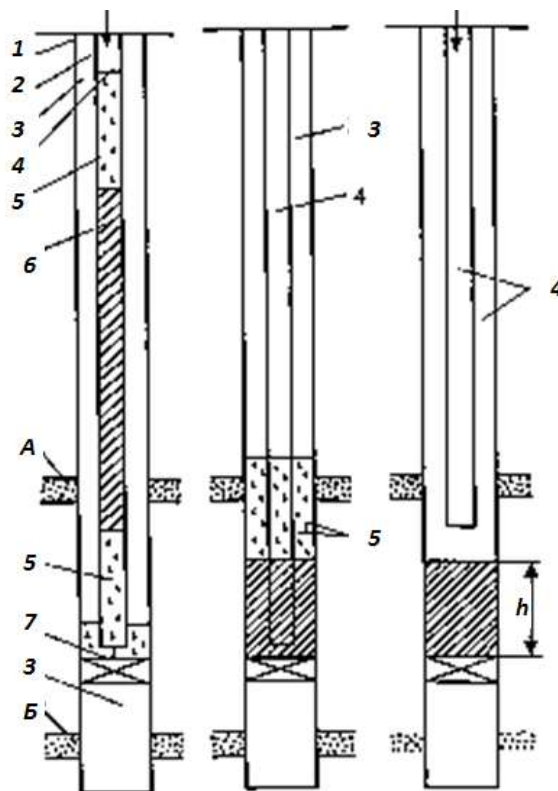


Рисунок 3.1. Схема послідовності виконання робіт при встановленні цементного моста в стовбурі свердловини (А, Б – перспективні горизонти)

Розроблено та застосовується на практиці безліч способів установки мостів. Проте найбільш ефективним вважається наступний (рис. 3.1). У стовбурі свердловини, яка заповнена буровим розчином 3, трохи вище за нижню межу ділянки установки моста, встановлюють пакер 7 або манжетну пробку, що унеможлиблюють осідання вниз стовпа тампонажного розчину. До нижньої межі цієї ділянки спускають колону труб 2 і ретельно промивають свердловину. Якщо в межах ділянки є каверни, до складу колони включають пристосування з бічними гідромоніторними насадками і сильними струменями вимивають з каверн промивальну рідину і шлам. Під час промивання доцільно здійснювати обертання і ходіння колони [15]. Після промивання в колону труб послідовно закачують першу порцію буферної рідини 5, порцію тампонажного розчину 6 (можливо більшої консистенції), другу порцію буферної рідини і порцію протискувальної рідини 6. Тампонажний розчин можна відділити від буферних рідин розділовими пробками. Витіснення тампонажного розчину продовжують до моменту досягнення рівності тисків в кільцевому просторі і в колоні труб біля башмака. Щоб полегшити завдання про визначення моменту припинення цементування, густини буферних рідин, а також промивальної і протискувальної рідин приймають однаковими. Об'єм другої порції буферної рідини приймають з розрахунку, що висота стовпа її в колоні дорівнює висоті стовпа в затрубному просторі, а об'єм протискувальної рідини буде таким, щоб у момент закінчення закачування рівень тампонажного розчину в кільцевому просторі і в колоні були б однаковими. Після закінчення закачування порції протискувальної рідини колону труб піднімають з невеликою швидкістю дещо вище за межу майбутнього моста висотою  $h$  і ретельно промивають свердловину. Потім труби піднімають на поверхню, а свердловину залишають в спокої на період очікування тужавіння цементу.

Ряд робіт і процесів, виконуваних у свердловинах, потребує (для належного свого здійснення) відокремлення деяких інтервалів стовбура свердловини або розмежування потоків різнохарактерних рідин [21, 27]. Зазначене властиве, зокрема, для процесу закачування тампонажної суміші у стовбур свердловини

заповнений буровим розчином та подальшого витиснення її притискувальною рідиною, відокремлення декількох поглинаючих пластів – такі роботи неодмінно вимагають застосування пакерів – спеціальних розмежовуючих пристроїв. За допомогою пакерів задавлюють тампонажну суміш в зону поглинання і досліджують прийомистість поглинаючих пластів при тисках, що можливі в процесі подальшої проводки свердловини або при її кріпленні. Важливою обставиною надійності формування мосту в свердловині є створення основи для нього, якою також виступають різної конструкції пакери [21].

Існуючі конструкції пакерів підрозділяють такі групи: пристрої багатократного використання (витягвані) і розбурювані.

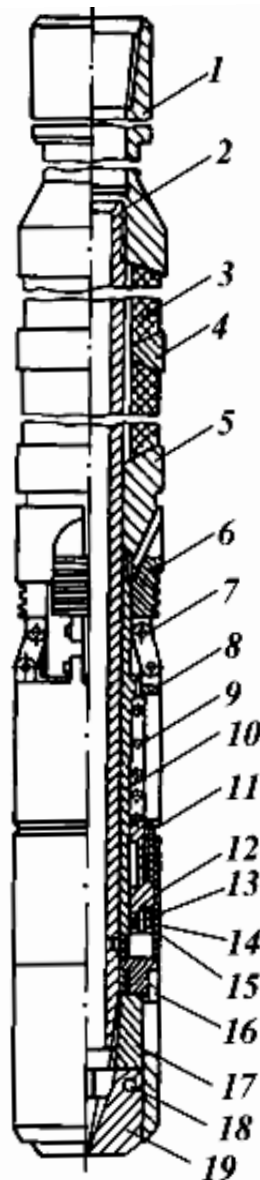


Рисунок 3.2. Схема гідравліко-механічного пакеру

Переважна більшість пакерів працює за принципом деформування їх основного конструктивного вузлу – гумового елемента – під дією ваги колони бурильних труб, або за рахунок перепаду тиску, що створюється в бурильних трубах нагнітанням бурового розчину [14, 26]. Пакери цього типу мають просту конструкцію, проте не завжди надійні в роботі і саме тому зазнали деяких конструктивних перетворень.

З урахуванням виявлених в процесі експлуатації недоліків був розроблений гідравліко-механічний пакер, який складається з перевідника 1 (рис. 3.2), корпусу 2, гумових елементів 3 з обмежувальним елементом 4, якірного пристрою і підвіски з секторами. Якірний пристрій включає плунжер 10 з конусом 5, об'їму 8 з плашками 6, пружину 9, втулку 11, циліндр 12, манжету 14, кільце 15 і гвинт 13. У нижній частині корпусу пакера розташовані підвіска 17 і сектори 19 на пальцях 18.

Пакер з'єднується з бурильними трубами і спускається у свердловину до необхідної глибини. Нагнітанням рідини в бурильні труби створюють тиск величиною 3 - 4 МПа. Під дією тиску кільце 15 з об'їмою 8 і плашками 6 рухається вгору. Конус 5 віджимає плашки до стінок свердловини, і при плавній посадці бурильних труб плашки заклинюють якірний механізм, зібраний на плунжері 10, а гумовий елемент деформується, роз'єднуючи зону поглинання від затрубного простору. При цьому корпус 2 пакера переміщається вниз, висуваючи сектори 19 штуцера з кожуха 16, які, обертаючись на пальцях 18, повністю розкривають внутрішній канал пакера. У цей момент тиск різко падає, що служить сигналом про закінчення установки пакера. Потім приступають до дослідження і ізоляції поглинаючого пласта. Витягання пакера після проведення досліджень або заливки здійснюється повільним підйомом бурильних труб. При цьому перевідник і корпус йдуть вгору, плашки звільняються від заклинювання і під дією пружини та власної ваги займають транспортне положення.

До гідравлічних відносяться пакери, гумовий елемент яких деформується за рахунок перепаду тиску, що створюється в бурильних трубах нагнітанням бурового розчину. У гідравлічного пакера відсутній упорний механізм, але він

забезпечений зворотним клапаном, який пропускає рідину під гумовий елемент. Для звільнення пакера з метою його підйому необхідно відкрити зворотний клапан.

Основними недоліками пакерів багатократної дії є малий діаметр внутрішнього каналу і наявність штуцерів для створення перепаду тиску при розкритті пакера. Окрім цього в надувних гідравлічних пакерах швидко виходить з ладу гумовий елемент. Відмітна особливість модернізованого пакера розглядуваної групи – наявність робочої камери, відокремленої від гумового елемента і штуцера [20, 26]. Останній складається з поворотних секторів, прикріплених шарнірно до аксіально-рухливої втулки так, що при русі втулки вниз сектори обертаються, звільняючи центральний канал.

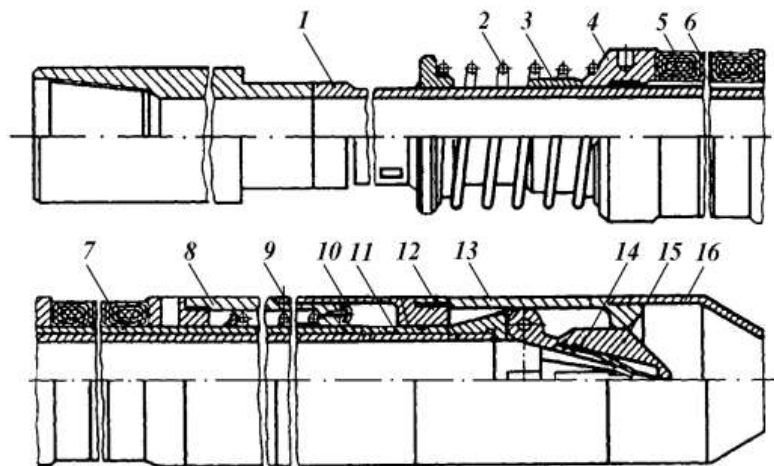


Рисунок 3.3. Схема гідравлічного пакера

Пакер (рис. 3.3) складається з корпусу 7, аксіального рухливого патрубку 1, рухливої голівки 4 з обмежувачем 3, гумового елемента 6, антизатікачів 5, поршня 8 з гумовою манжетою 10, циліндра 12, упорної втулки 13, башмака 16 і штуцера 15. Поршень 8 в транспортному положенні утримується пружиною 9, а пружина 2 встановлює в початкове положення увесь пакер, зібраний в корпусі 7 з кільцями ущільнювачів 11. Пружинні ножі 14 потрібні для розрізання поліетиленових контейнерів з компонентами швидко охоплюваної суміші (ШСС).

Пакер на бурильних трубах спускають у свердловину до необхідної глибини. Нагнітанням рідини в бурильних трубах плавно створюють тиск 5 - 6

МПа. Під дією тиску поршень 8 стискує пружину 9 і рухається вгору, деформуючи гумові елементи. Потім здійснюють плавну посадку бурильних труб на величину, рівну робочому ходу пакера.

Для формування цементного мосту в практиці поширена у застосуванні наступна конструкція пакера (рис. 3.4), яка складається з наступних елементів: корпусу 5, сполученого лівим різьбленням з перевідником 1; гумового елемента 6 з двома нерухомими голівками 4 і 12; втулки 10, що перекриває отвори 7 в корпусі пакера; сідла 16 [21, 26]. Втулка і сідло утворюють демпфуючу камеру і утримуються в корпусі пакера штифтами 11 і 15. Отвори 7 зовні перекриті зворотним клапаном 8. Деталі пакера, окрім перевідника, виготовляють з матеріалу, який можна зруйнувати бурінням.

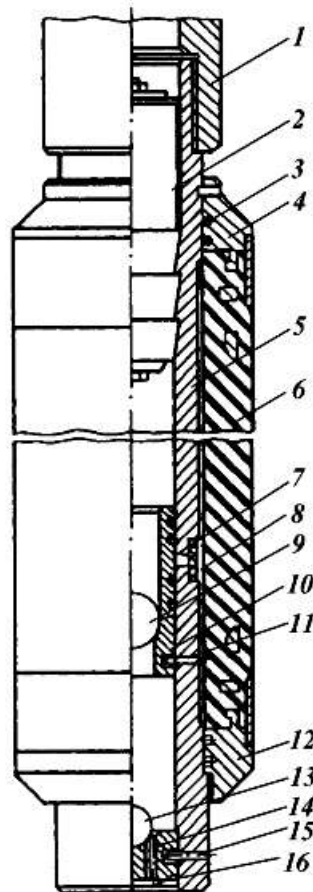


Рисунок 3.4. Схема розбурюваного пакера

Після спуску пакера до необхідної глибини свердловину промивають, і в бурильні труби послідовно скидають кулі 13 та 9. Вони перекривають отвори відповідно в сідлі 16 і втулці 10. Нагнітанням рідини в трубах створюють тиск,



під дією якого відбувається подовження бурильної колони, проте елемент ущільнювача в цей час не деформується, оскільки отвір 7 перекрито втулкою. При певному тиску штифти 11 зрізаються, і втулка 10 (завдяки наявності демпфуючої камери) плавно переміщається вниз, до упору в сідло. При цьому виключається падіння тиску над втулкою і зберігається подовження бурильних труб. Досягається це за рахунок наявності в сідлі перепускних каналів 14 і поступового виходу з них рідини, що міститься між втулкою і сідлом. При розміщенні пакеру у стовбурі свердловини, відбувається переміщення втулки нижче за отвір 7, перепад тиску при цьому передається через зворотний клапан під елемент ущільнювача, який роз'єднує затрубний простір. Досягши необхідного перепаду тиску, здійснюють посадку бурильних труб і доводять навантаження на пакер до того значення, за якого штифти 15 (останні мають опір на зріз дещо вищий, ніж штифти 11), зрізаються, і сідло, втулка і кулі падають на забій свердловини. Через відкритий канал корпусу пакера здійснюється необхідний комплекс робіт. У разі формування цементного стакану над пакером, перетікання рідини в процесі тверднення тампонажної суміші виключене, оскільки канал корпусу пакера перекривається спеціальною протискувальною пробкою 2, що спускається в бурильні труби перед протискувальною рідиною. При посадці пробки тиск в трубах підвищується, її конічні гумові кільця входять у відповідні протоки (розміщені усередині корпусу пакера), завдяки чому унеможливується рух пробки вгору від дії тиску знизу. Після посадки пробки бурильні труби з перевідником обертанням управо від'єднують від пакера, який після затвердіння тампонажної суміші може бути розбурений разом з цементним мостом.

Слід відзначити, що розглянутий пристрій характеризує складність конструкції і робочий цикл монтажу в свердловині. Така конструкція може бути рекомендована до застосування в умовах здійснення комплексних ремонтно-відновлювальних робіт у свердловині. Проте у випадку необхідності створення лише нового штучного забою свердловини більш прийнятною буде дещо спрощена, але достатньо надійна у роботі конструкція пакеру - пробки (рис. 3.5), що

запропонована фахівцями кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка».

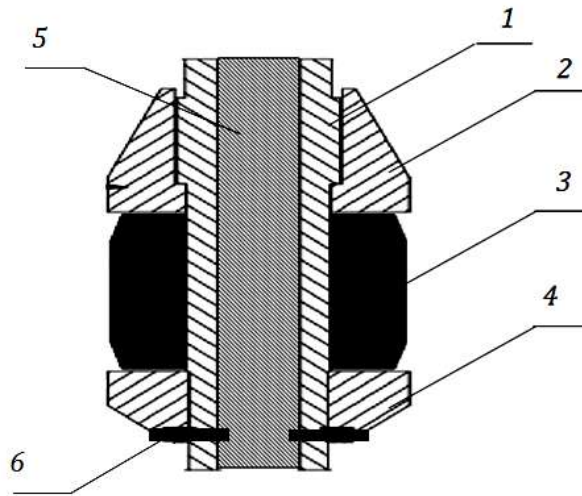


Рисунок 3.5. Схематичне зображення розробленого пакеру - пробки

Укрупнено пакер - пробка складається з розрізного корпуса 1 та еластичного камерного елемента 3, який містить у внутрішній своїй порожнечі робочий агент, причому в останньому розчинена деяка кількість газоподібної речовини. Камерний елемент знаходиться у стисненому стані між опорною 4 та рухливою 2 гайками, завдяки чому у його внутрішній порожнечі підвищується тиск і відбувається розчинення газу в робочому середовищі. Монтаж пакеру - пробки у свердловині відбувається у такій послідовності: пристрій у зону створення нового штучного вибою спускають на бурильних трубах, після чого, за допомогою нагнітання рідини усередину труб, викликають осьовий рух стрижня 5 та тим самим здійснюють зрізання штифтів 6. Розблокування опорної гайки 4, що має деякий люфт, призводить до вивільнення еластичного камерного елемента та відповідно до цього, створюються умови виділення розчиненого газу з робочого середовища, яке міститься всередині вузлу 3. Описане явище супроводжується збільшенням об'єму камерного елемента і його притискуванням до стінок свердловини. Більш міцний контакт камерного елемента із оточуючими стінками забезпечується повільним обертанням бурильних труб разом із гайкою 2 та відповідним розширенням камерного елемента. Після виконання

усієї послідовності описаних операцій бурильні труби відокремлюють від пакеру - пробки та приступають до закачування тампонажного розчину.

Експериментальні випробування розробленої конструкції пакеру - пробки здійснювалися в стовбурі свердловини з конструкцією системи обсадних труб, опис якої наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1  
Характеристика конструкції системи обсадних труб

Інтервал установки труб, м	Довжина секції, м	Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	Марка сталі	Вага			Запас міцності на дію		
					1 п.м. кг	Секції, тн	Колони, тн	зрушування	зміна-ня	внутрішнього тиску
2100-2200	100	146	7	Л	24,0	2,4	30,8	5,24	1,16	1,47
2200-2930	730	146	7	P-110	24,0	17,52	21,3	11,58	1,35	1,71
2930-3100	170	146	7	Л	24,0	4,08	4,08	44,22	1,35	1,49

В наведеній системі під час випробування було виявлено наявність порушення герметичності свердловини. Випробування на герметичність проводили за таких вимог: створюваний внутрішній тиск на труби повинен перевищувати не менше чим на 10% можливий тиск, що виникає при ліквідації газонафтоводопроявлень і відкритих фонтанів, а також при випробуванні і експлуатації свердловини; міжколонний простір на гирлі свердловини опресовується водою на тиск, що не перевищує залишкову міцність попередньої обсадної колони; обсадні труби експлуатаційних колон, а також кондукторів і технічних колон, що несуть противикидне устаткування, піддаються попередньому гідровипробуванню з витримкою не менш 30 с при внутрішньому тиску, що перевищує не менше чим на 5% внутрішній надлишковий тиск, діючий на труби колони при випробуванні їх у свердловині; випробування колони опресовуванням здійснюється з використанням технічних засобів, що забезпечують плавний підйом тиску [29].

Усунення виявлених дефектів в обсадній колоні проводилося способом ремонтного цементування, яке застосовується для ліквідації тріщин і каналів в

цементному камені; усунення негерметичностей в обсадній колоні; створення роз'єднуючих екранів між продуктивними і водоносними горизонтами [28, 30].

Геолого-технічні умови проведення робіт наведено на рис. 3.6.

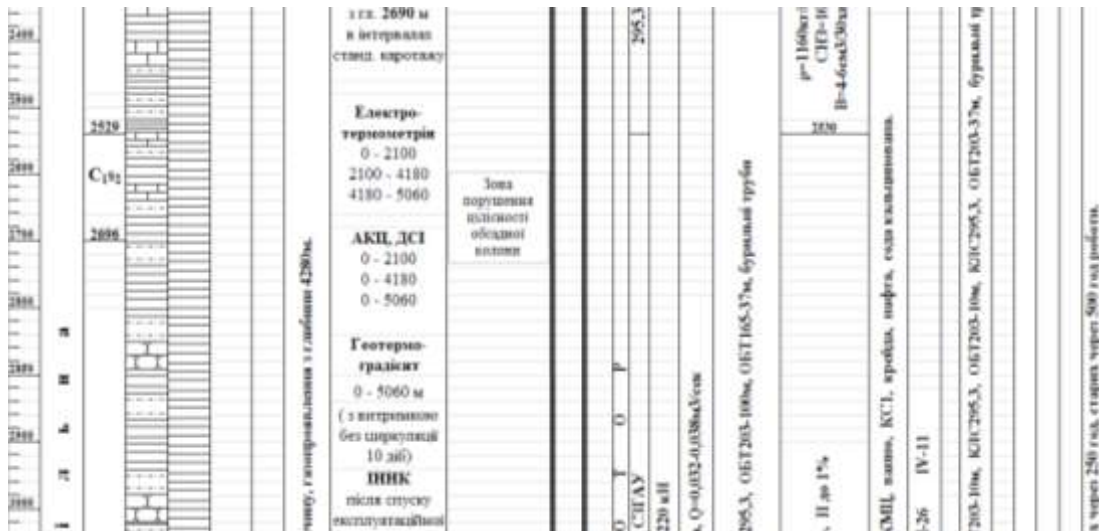


Рисунок 3.6. Дані геолого-технічного наряду в інтервалі порушення цілісності обсадної колони

Для виявлення місця дефекту в обсадних колонах використовують спеціальні печатки, що дозволяють визначити ступінь змінання труб обсадної колони [31]. Печатка представляє собою відкритий знизу стальний стакан, заповнений бітумом, температура плавлення якого вище температури в свердловині. Зовнішній діаметр печатки 120 мм - для обсадної колони 146 мм и 140 мм - для обсадної колони 168 мм. Умови проведення дослідження стану обсадної колони наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Параметри ступеню порушення цілісності обсадної колони

Контрольні глибини спуску печатки, м		Інтервали посадки печатки, м		Діаметр печатки, мм
від	до	від	до	
2600	2660	2610,5	2613	122

Змінання є значним якщо довжина зім'ятої ділянки складає 3 - 20 діаметрів колони, а внутрішній діаметр звузився до 0,8 та менше його номінального значення. Відповідно незначним змінання вважається якщо довжина зім'ятої

ділянки складає 1 - 2 діаметри, а внутрішній діаметр звужився до 0,85 його номінального значення.

Ступінь змінання колони визначається за формулами

$$n = \frac{l}{D}; \quad (3.1)$$

$$n = \frac{d_p}{d_B}, \quad (3.2)$$

де  $l$  – довжина деформованої частини колони, м ( $l = 2613,0 - 2602,5 = 10,5$  м),  $D$  – зовнішній діаметр обсадної колони, м,  $d_B$  – внутрішній діаметр обсадної колони, м,  $d_p$  – діаметр печатки після підйому, м.

Тоді

$$n = \frac{4,5}{0,146} = 17,12;$$

$$n = \frac{0,120}{0,132} = 0,9.$$

Виходячи зі значень отриманих ступенів змінання обсадної колони, можна вважати, що в даному випадку змінання значне.

Ускладнення може бути ліквідовано шляхом ремонтного цементування – за рахунок встановлення цементного моста, інженерний розрахунок якого необхідно проводити у такій послідовності [26, 28]:

#### ***Необхідний об'єм цементного розчину***

$$V_{up} = H_m S_{ек} + V_{КБТ} (\Delta V + C_0 + C_1), \quad (3.3)$$

де  $H_m$  - висота цементного моста, м;  $S_{ек}$  - площа поперечного перерізу експлуатаційної обсадної колони, м<sup>2</sup>;  $V_{КБТ}$  - внутрішній об'єм колони бурильних труб (КБТ), м<sup>3</sup>;  $\Delta V$  - відносний об'єм цементного розчину, що залишається в КБТ, м<sup>3</sup>;  $C_0$  - коефіцієнт втрат цементу при перекачуванні;  $C_1$  - коефіцієнт втрат цементу при продавлюванні.

#### ***Об'єм протискувальної рідини***

$$V_{пр} = V_{КБТ} (1 - \Delta V). \quad (3.4)$$

### Густина цементного розчину

$$\rho_{\text{ц.р.}} = \frac{\rho_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{в}} (1 + m)}{\rho_{\text{в}} + m \rho_{\text{ц}}}, \quad (3.5)$$

де  $m = 0,5$  – водоцементне відношення;  $\rho_{\text{ц}}$  – щільність цементу,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{в}}$  – густина води,  $\text{кг/м}^3$ .

### Витрата цементу для приготування $1\text{м}^3$ розчину:

$$q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц.р.}} / (1 + m). \quad (3.6)$$

Результати розрахунків з визначення параметрів процесу формування цементної частини моста наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3  
Розрахункові дані процесу формування цементної частини моста

Глибина встановлення цементної частини моста $H_{\text{цм}}$ , м	Висота цементного моста $H_{\text{м}}$ , м	Необхідний об'єм цементного розчину $V_{\text{цр}}$ , $\text{м}^3$	Густина цементного розчину $\rho_{\text{ц.р.}}$ , $\text{кг/м}^3$	Об'єм продавлювальної рідини $V_{\text{пр}}$ , $\text{м}^3$	Витрата цементу для приготування розчину $q_{\text{ц}}$ , кг
2660	20	0,816	1800	8,26	988

Приведений розрахунок виконано за допомогою прикладної інженерної програми, складеної в середовищі EXCEL (додаток Б).

Надійність функціонування пакеру – пробки повністю забезпечується умовами фізичних процесів, що протікають в його еластичному камерному елементі, у якості робочого середовища для якого можуть бути рекомендовані такі технічні рідини (табл. 3.4).

Таблиця 3.4  
Основні фізичні характеристики технічних рідин для пакеру - пробки

Найменування робочої рідини	В'язкість при $+ 50^{\circ}\text{C}$		Питома вага, $\text{г/см}^3$	Температура спалаху, град.	Температура застигання, град.
	Кінематична, $\text{сСт}$	В умовних градусах			
Індустріальне 12	10 - 14	1,86 - 2,26	0,876 - 0,891	165	-30
Індустріальне 20	17 - 23	2,60 - 3,31	0,881 - 0,901	170	-20
Індустріальне 30	7 - 33	3,81 - 4,59	0,886 - 0,916	180	-15
Індустріальне 45	38 - 52	5,24 - 7,07	0,89 - 0,93	190	-10
Індустріальне 50	42 - 58	5,76 - 7,86	0,89 - 0,93	200	-20
Веретенне АУ	12 - 14	2,05 - 2,26	0,888 - 0,896	163	-45
АМГ- 10	10,17	-	0,851	92	-70

Направленість механізму розчинення газів з деяким коефіцієнтом  $C$  (або дегазації) у робочому середовищі (маслі) в залежності від температури та перепаду тиску, показано на рис. 3.7, що є результатом комплексних лабораторних досліджень.

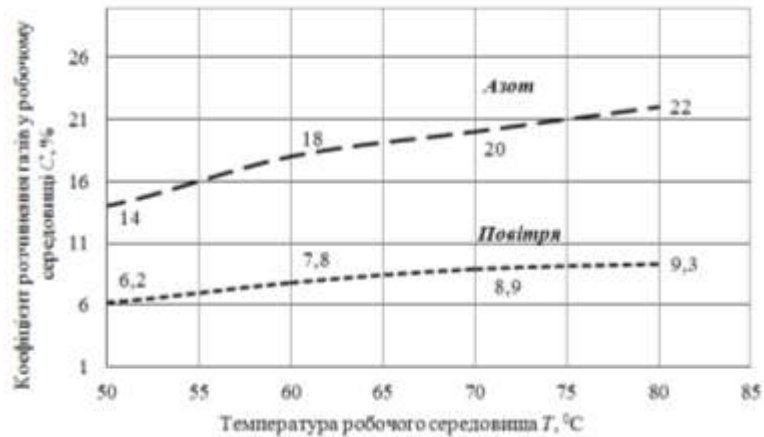


Рисунок 3.7. Графічна залежність коефіцієнту розчинення  $C$  газів у маслі в інтервалі температур  $T = 50 - 80^{\circ}\text{C}$

Дані рис. 3.7 свідчать, що при дослідженні коефіцієнту розчинення  $C$  газів у маслі (марка - Індустріальне 12) в інтервалі температур  $T = 50 - 80^{\circ}\text{C}$  відбувається закономірне зростання кількості газів у маслі, причому для випадку розчинення азоту, цей показник значно вищий за такий для повітря; саме тому у якості робочого газу для проектованого пристрою можна рекомендувати саме азот. Дослідження відбувалися за значень перепаду тиску  $\Delta P = 20 \text{ кгс/см}^2$ .

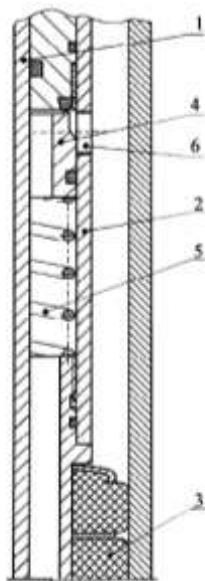


Рисунок. 3.8. Перепускний клапан пакури - пробки

З метою оперативного автоматичного регулювання процесу дегазації робочого середовища, пакер - пробка може бути оснащений спеціальним перепускним клапаном, який складається (рис. 3.8) з приєднувальної гайки 1, корпусу 2, ущільнюючих елементів 3, втулки 4, пружини 5, радіальних отворів 6.

Всі деталі пакеру - пробки виконані з матеріалів, які можна досить легко раз бурити після формування цементного моста.

Таким чином, результатами наведених досліджень доведена ефективність розробленої техніко-технологічної методики встановлення ізоляційних мостів в свердловинах.



## Розділ 4. Охорона праці

Проектування виробничих об'єктів, розробка нових технологій, засобів виробництва, засобів колективного та індивідуального захисту працюючих повинні проводитись з урахуванням вимог нормативних актів з охорони праці [32].

При розробці проектів мають бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку ведення всіх технологічних процесів, які визначені в робочій документації: геолого-технічних нарядах, актах кріплення та схемах спорудження бурових установок, відпрацювання площ, доставки людей на об'єкти робіт, трас пересування бурових установок і негабаритних блоків, типових проектах робочих місць, регламентах і графіках виконання робіт, проектах на спорудження відомчих доріг, складів паливно-мастильних матеріалів та ін.

При розробці проектів на всі види бурових робіт повинні враховуватись природно-кліматичні умови та інші особливості районів, наявність небезпечних комах і тварин, джерел можливих хвороб), необхідність віддалення наземних та підземних об'єктів від ліній електропередач, газо- і нафтопроводів, інших комунікацій та споруд, передбачатись необхідні матеріальні та інші ресурси для забезпечення безпечних умов роботи, створення нормальних житлових, культурно-побутових умов праці і відпочинку на польових об'єктах і в базових селищах у відповідності з чинними нормами і правилами.

Капітальне будівництво здійснюється за проектами, розробленими проектними організаціями; для нескладних об'єктів проектування здійснюється власними силами підприємства (спеціалізованими підрозділами).

Відповідальність за повноту проробки і врахування вимог безпеки і створення здорових умов праці та нормального відпочинку в проектах несуть проектні підрозділи, а контроль покладається на керівників підприємств, які затвердили проект.

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт.

Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду. Готовність до пуску оформлюється актом.

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри: а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі; б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі; в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі; г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

Контрольно-вимірювальні прилади для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

### *Спуско-підйомні операції (СПО)*

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

На устя встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час спуско-підйомних операцій.

Для запобігання зісковзуванню бурильних і обважнених труб з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окантовку по периметру заввишки не менше 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при: а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока; б) несправності обладнання, інструменту; в) неповному складі вахти; г) швидкості вітру понад 15 м/с; г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду; д) застопороному гаку талевого блока.

Не дозволяється розкріплювати і згвинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

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

Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється: а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів; б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без ви-

користання спеціальних пристроїв (відвідних гачків); в) викидати на містки "двотрубку" або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверцята елеватора повернута вниз.

Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливлувати розгойдування талевої системи.

Підводити машинні і автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється.

Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

### *Бурові розчини*

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

Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов.

Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину:

а) від 10 % до 15 % - для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше 1,5 МПа;

б) від 5 % до 10 % - для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше 2,5 МПа;

в) від 4 % до 7 % - для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа.

Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможливити гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

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

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на  $20 \text{ кг/м}^3$  ( $0,02 \text{ г/см}^3$ ) від установленної проектом величини.

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

#### Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 - для роторного буріння; 1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

Компонування бурильної колони повинно проводитись згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники і опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді або бригаді капітального ремонту свердловин (КРС).

Дані про їх установлення у компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

#### Ремонтно-виправне тампонування

Ізоляційні роботи по методу тампонування ведуть в такій послідовності: 1) здійснюють глушення свердловини; 2) спускають колону насосно-компресорних труб (НКТ) або бурильних з пакером (знімним або розбурюваним); 3) при відключенні верхніх або проміжних пластів виконують операції по обертганню нижніх продуктивних пластів (заповнюють стовбур свердловини в інтервалі від штучного забою до відмітки на 1,5 - 2,0 м нижче за подошву пласта, що відключається, піском, глиною або в'язкопружним складом, встановлюють цементний міст або пакер); 4) здійснюють гідровипробування НКТ або НКТ з пакером; 5) визначають прийомистість розкритого інтервалу пласта. Якщо вона виявиться менше  $0,6 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{МПа})$ , проводять роботи по збільшенню

прийомистості інтервалу, що ізолюється (наприклад, обробку соляною кислотою); 6) вибирають тип і об'єм тампонажного розчину; 7) готують і закачують під тиском в заданий інтервал тампонажний розчин і залишають свердловину на період очікування застигання цементу (ОЗЦ). Термін ОЗЦ встановлюють залежно від типу тампонажного розчину. Після закінчення терміну ОЗЦ здійснюють перевірку моста і гідровипробування експлуатаційної колони; 8) при необхідності здійснюють додаткову перфорацію експлуатаційної колони в інтервалі продуктивного пласта; 9) при відключенні верхніх і проміжних пластів, експлуатація яких здійснюється при депресії на пласт більше 2 МПа, після проведення тампонування під тиском інтервал перфорації перекривають додатково металевим пластиром.

При проведенні робіт по обмеженню водопритливів і використанні тампонажних сумішей, що селективно впливають на ділянки пласта з різними рідинами, закачування сумішей здійснюють через існуючий фільтр без попереднього відключення продуктивних інтервалів або ж при необхідності використовують пакери.

Ремонтні роботи методом тампонування у свердловинах, що містять в продукції сірководень, виконуються із застосуванням спеціальних стійких тампонажних матеріалів на мінеральній або полімерній основі.

Виправлення негерметичної цементного кільця проводять у такий спосіб: здійснюють глушення свердловини; облаштовують гирло свердловини з урахуванням можливості здійснення прямої і зворотної циркуляції, а також ходіння труб; піднімають НКТ і свердловинне устаткування; проводять комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень; визначають прийомистість колекторних каналів в за колонному просторі і напрям руху потоку, а також міру віддачі пластом поглиненої рідини; аналізують геолого-технічні характеристики пласта і роботу свердловини (а саме: 1) величину кривизни і ступень порушення цілісності стовбура свердловини; 2) глибину розташування центраторів і інших елементів технологічного оснащення обсадної колони; 3) температуру і тиск продуктивного пласта; 4) тип гірських порід; 5) тиск гідророзриву; 6) дебіт сверд-

ловини; 7) вміст і гранулометричний склад механічних домішок в продукції; 8) хімічний склад флюїда, що ізолюється.); перевіряють свердловину на заповнення і визначають прийомистість дефектної частини при сталому режимі подачі рідини; здійснюють оцінку об'єму рідини, що віддається пластом.



## Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Усі об'єкти та види діяльності, що пов'язані із видобутком та переробкою вуглеводнів, а саме: нафтопереробні та газопереробні заводи, теплові електростанції, буріння глибоких свердловин, видобування та перероблення корисних копалин; зберігання, перероблення та транспортування вуглеводневої сировини; поводження з відходами; діяльність автозаправних станцій та комплексів, а також автогазонаповнювальних компресорних станцій, автомобільних газозаправних станцій зрідженого газу та інші об'єкти, є потенційно екологонебезпечними. Саме тому, при розробці проектів відповідної планованої діяльності, особлива увага повинна приділятися наступним напрямкам: налагодженню системи управління охороною навколишнього природного середовища, реалізації комплексних заходів щодо підвищення існуючого рівня екологічної і радіаційної безпеки, раціональному використанню природних ресурсів, забезпеченню екологічно стабільного рівня виробництва, мінімізації впливу діяльності на стан довкілля, гарантуванню виконання прийнятих зобов'язань щодо охорони довкілля [33].

З метою підвищення рівня техногенно-екологічної безпеки, попередження аварій, пожеж та своєчасного реагування на надзвичайні ситуації, на підприємствах нафтогазової галузі створюються протиаварійні формування та служби, добровільні пожежні дружини, призначаються відповідальні особи за протипожежний стан, розробляються положення та інструкції, проводяться інструктажі та перевірки знань з питань пожежної та техногенної безпеки.

Безпеку робіт та ліквідацію аварійних ситуацій на об'єктах буріння, видобутку, транспортування, зберігання та переробки нафти і газу забезпечують аварійно-відновлювальні та ремонтні бригади, дільниці, лінійно-експлуатаційні служби, інші протиаварійні формування, що входять до структурних одиниць підприємств.

Обов'язковими екологічними заходами є роботи з паспортизації потенційно-небезпечних об'єктів, ідентифікації та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки.

На об'єктах підвищеної небезпеки у відповідності до вимог Кодексу цивільного захисту України проводиться робота з впровадження систем раннього виявлення виникнення загрози надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру і оповіщення населення.

На всіх виробничих об'єктах, що відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, повинні бути розроблені та погоджені у встановленому порядку плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Існуюча методика розробки ПЛАС забезпечує охоплення усіх рівнів розвитку аварійних ситуацій і аварій, у тому числі за межами об'єктів. Підприємствами повинні бути відпрацьовані питання практичного застосування, передбачених ПЛАС заходів, спрямованих на своєчасне оповіщення, інформування та здійснення аварійно-відновлювальних робіт, ліквідацію аварій та мінімізацію негативних наслідків.

Підприємства, які займаються роботами із видобутку вуглеводнів повинні розробляти плани комплексних природоохоронних заходів, які включають заходи з охорони і використання водних ресурсів, охорони атмосферного повітря, охорони і раціонального використання надр, земельних ресурсів та поводження з відходами, зокрема повинні бути висвітлені наступні позиції: контроль за рівнем техногенного навантаження на довкілля та аналіз стану екологічної безпеки в районах впливу виробничої діяльності підприємств; інвентаризацію та паспортизацію чинників негативного впливу на довкілля, розроблення та узгодження з органами виконавчої влади з питань охорони довкілля дозвільних документів на здійснення виробничої діяльності; оформлення державної статистичної звітності; проведення розрахунків та сплату обов'язкових зборів за забруднення навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів; застосування заходів із захисту довкілля під час здійснення закупівель товарів, робіт та послуг; своєчасне розроблення планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій на технологічних об'єктах підприємств Компанії, їх узгодження з

територіальними органами державного нагляду та органами місцевого самоврядування; проведення оцінки впливу на довкілля проектної документації з реконструкції, капітального ремонту та будівництва технологічних об'єктів; укладання договорів на водоспоживання та водовідведення; укладання договорів на вивіз, розміщення та утилізацію промислових і побутових відходів; забезпечення роботи очисних споруд та обладнання природоохоронного значення, підтримання їх справного стану та відновлення експлуатаційних ресурсів; проведення замірів та профілактичних робіт щодо зменшення токсичності вихлопних газів автотранспорту; благоустрій та озеленення виробничих майданчиків і прилеглих територій.

Наземний комплекс бурового обладнання та привишкових споруд, що використовуються при спорудженні свердловини, відносяться до тимчасових споруд.

Технологія спорудження свердловини і природоохоронні заходи, передбачені проектом, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел забруднювальних речовин і наслідків їх негативної дії до граничнодопустимих концентрацій забруднюючих речовин [34].

Основними потенційними забруднювачами навколишнього середовища при спорудженні свердловини є: промивальні рідини та тампонажні розчини; бурові стічні води і буровий шлам; продукти випробування та освоєння свердловини (пластові флюїди); матеріали та реагенти для приготування та обробки бурових та тампонажних розчинів; продукти згорання палива у двигунах внутрішнього згорання; господарчо-побутові стоки та відходи; металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурової установки.

Всі забруднення можна розділити на дві категорії: з технологічних та аварійних причин.

Технологічні причини: забруднення ґрунтів та вод через негерметичність колон та неякісне цементування; недотримання правил безпеки при роботі з буровими та тампонажними розчинами; недотримання правил безпеки при роботі

з ПММ (паливно-мастильні матеріали), буровими та тампонажними розчинами; прориви трубопроводів, розливи ПММ; порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування бурових і тампонажних розчинів; забруднення атмосферного повітря при роботі бурової установки та спалюванні продуктів випробування свердловини.

Аварійні причини: газонафтоводопроявлення та відкриті фонтани при бурінні свердловини; аварійні ситуації та порушення технології випробування свердловини; аварійні ситуації при кріпленні свердловин; аварійні ситуації з буровим обладнанням.

Забруднююча здатність бурового розчину та ступінь потенційної небезпеки проведення робіт залежить від кількості та класу токсичності хімічних реагентів, які застосовують для обробки промивних рідин і тампонажних розчинів. При бурінні свердловини основні реагенти та речовини, відносяться до помірно небезпечних та мало небезпечних 3 і 4 класу токсичності згідно ДСТУ 41-00032626-00-007-97.

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

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

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

На період спорудження свердловини для виробничого водопостачання передбачається використання привозної води. Промислові стоки (бурові стічні води) утворені при використанні значної кількості води на забезпечення експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забруднені глиною, вибуреною породою, хімреагентами. Екологічна небезпека може виникнути при періодично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, ін-

фільтрації в ґрунт або стіканні в гідро сітку. При дотриманні всіх технологічних заходів забруднення середовища виключається. Забезпечення питною водою передбачається завозом води спеціально обладнаними автомашинами.

Одним із впливів на атмосферне середовище є шумове забруднення. Серед бурового обладнання є механізми, що створюють певний рівень звукового тиску. Згідно проведених розрахунків загальні рівні звуку на буровому майданчику та на території житлової забудови значно нижчі граничних нормативних рівнів шуму.

Для постачання на бурову хімреагентів і паливно-мастильних матеріалів на весь період спорудження свердловини використовується спеціальна техніка, яка обладнана спеціальними герметичними ємностями, а при необхідності (в залежності від призначення) пилеуловлюючими фільтрами і засобами пожежогашіння.

Постачання ПММ на свердловину потрібно здійснювати у герметичних ємностях і зберігати в облаштованому складі ПММ. Необхідно забезпечити збір і вивіз відпрацьованих ПММ у спеціальних металевих ємностях на пункти утилізації.

При освоєнні свердловини слід забезпечити герметичність і надійність роботи викидних ліній, сепараторів, замірних пристроїв, ємностей. Продукти освоєння збираються в факельному амбарі з протифільтраційним екраном, потім вивозяться та утилізуються спеціалізованими підприємствами згідно укладених угод.

Для попередження аварійного викиду пластового флюїду зі свердловини проектом передбачені відповідні параметри бурового розчину, а також обв'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

При бурінні свердловини не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, які пов'язані з відкритим фонтануванням.

Оскільки освітлення бурових майданчиків здійснюється таким чином, щоб освітленість відповідала нормам для безпечної роботи бурової бригади без зайвого розсіювання, світлового забруднення довкілля не очікується.

Наявність джерел електромагнітних хвиль і іонізуючого випромінювання в процесі буріння свердловин не передбачається.

Відпрацьовані матеріали та обладнання, що містять техногенно підсилені джерела природного походження, складуються на спеціально облаштованих майданчиках.

## Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Нафтогазове підприємство (НГП) – це сукупність господарюючих суб'єктів, грошових ресурсів, а також системи їх формування, розподілу і використання; воно, як господарюючий суб'єкт, являє собою складну систему, до якої можна застосувати усі принципи системного підходу і похідні від них принципи системного підходу: складність, стохастична природа, ієрархічність побудови, цілеспрямованість функціонування, наявність загальної мети і локальних критеріїв оптимальності, обмеженість ресурсів, економічний вибір і багатоваріантність розвитку [35].

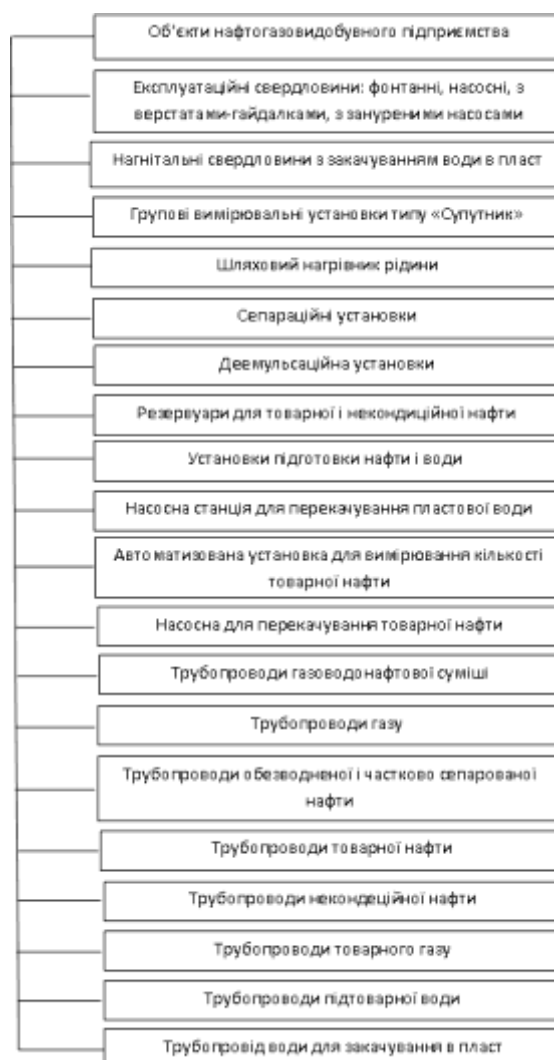


Рисунок 6.1. Типові об'єкти нафтогазовидобувного підприємства

Якщо розглядати нафтогазове підприємство як кібернетичну систему, то вона є підсистемою більш складної системи – нафтогазовидобувної галузі про-

мисловості України. Головна її задача – це успішне господарювання в часі, тобто одержання поточного прибутку, або одержання прибутку у майбутньому за умови компенсації інвестиційних і поточних витрат в ході запланованої діяльності. Перелік типових об'єктів нафтогазовидобувного підприємства наведено на рис. 6.1.

Управління нафтогазовими підприємствами повинно будуватися на системі логічних принципів і оперувати регулярними методами аналізу показників діяльності (рис. 6.2) [36], які дають певні відповіді, але виконуються у середньому в умовах дії закону великих чисел.

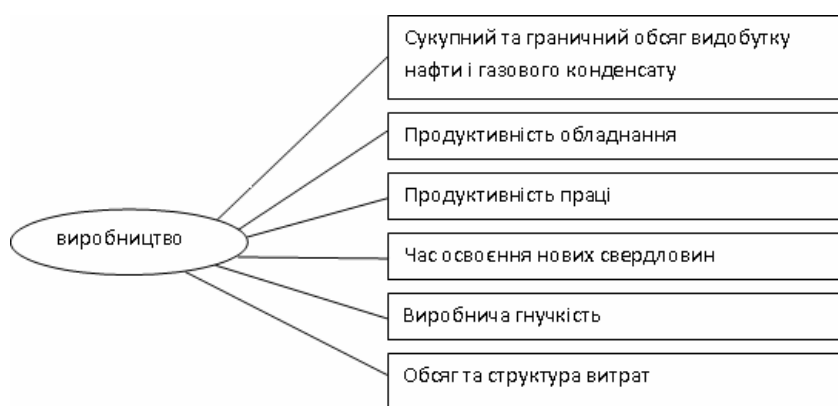


Рисунок 6.2. Показники діяльності нафтогазовидобувного підприємства

Внутрішнє середовище нафтогазовидобувного підприємства характеризується горизонтальними і вертикальними зв'язками, відповідністю зовнішнім умовам. Зовнішнє середовище являє собою характеристики нафтогазовидобувної галузі промисловості та конкуренції, ключові фактори успіху, загрози та можливості. Особливої уваги тут потребує налагоджування раціональної логістичної системи (рис. 6.3).

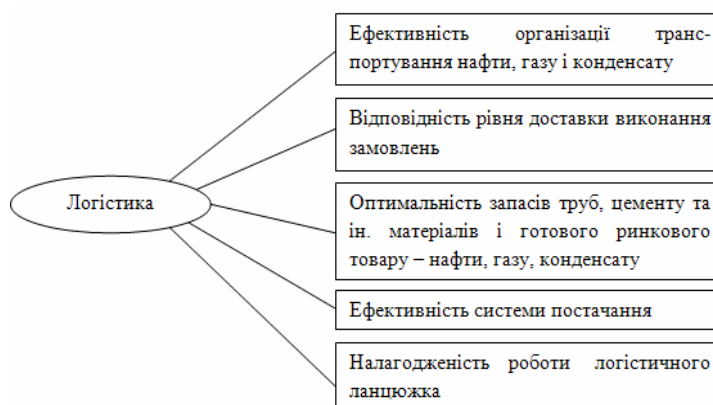


Рисунок 6.3. Логістична діяльність нафтогазовидобувного підприємства



Таким чином, організація управління нафтогазовими підприємствами не зводиться до регулярних методів, а завжди містить елемент творчості. Досвід особи, яка приймає рішення доповнюється регулярними методами.

До складу основного виробництва НГП входять інженерно-технологічна служба (ІТС), цех підтримування пластового тиску (ЦПТ), цех підготовки і перепомповування нафти (ЦП і ПН), газокомпресорний цех (ГКЦ). У складі допоміжного виробництва – база виробничого обслуговування (БВО) з підрозділами, що входять до неї, і цех науково-дослідних і виробничих робіт (ЦНД і ВР) [13, 22].

Така структура як ІТС НГВУ виконує функцію оперативного управління видобуванням нафти і газу, вона забезпечує виконання виробничих планів видобування нафти і газу з дотриманням установленої технології. ІТС складається з центральної інженерно-технологічної (ЦІТС) і районних (РІТС) служб. Число РІТС визначається кількістю свердловин, обсягами видобутку нафти і газу, числом віддалених один від одного розроблюваних родовищ. При невеликій розкиданості експлуатаційного фонду свердловин та інших об'єктів основного виробництва ІТС створюється без розділення на центральну і районні. ІТС підлягає безпосередньо начальнику НГП. Оперативні розпорядження ІТС обов'язкові для усіх виробничих підрозділів НГП.

БВО НГВУ створюється для забезпечення безперебійної роботи основного виробництва. БВО здійснює прокат всього механічного та енергетичного обладнання, засобів і систем автоматизації і телемеханізації, контрольно-вимірювальних приладів (КВП), підтримує їх у працездатному стані і забезпечує своєчасне матеріально-технічне, профілактичне і ремонтне обслуговування основного виробництва в планово-попереджувальному і оперативному порядку. БВО підлягає безпосередньо начальнику НГП. Свою діяльність БВО організовує у відповідності з поточними і перспективними планами підготовки і обслуговування об'єктів основного виробництва, а також оперативними вказівками інженерно-технологічної служби, при зміні виробничої ситуації чи виникненні аварійних положень. До складу БВО входять прокатно-ремонтний цех експлуа-

таційного обладнання (ПРЦ ЕО), прокатно-ремонтний цех електрообладнання і електропостачання (ПРЦЕ і Е), цех підземного і капітального ремонту свердловин (ЦП і КРС), цех пароводопостачання (ЦПВП), цех автоматизації і телемеханізації виробництва (ЦАТВ), прокатно-ремонтний цех електричних занурених насосів (ПРЦЕН). Організаційна структура БВО встановлюється в залежності від об'єму, технологічної специфіки та умов виконання робіт, що і визначає наявність тих чи інших цехів і підрозділів в її складі.

## Висновки

1. Розробка Ярошівського тектоніко-екранованого нафтового родовища є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Талалаївського району Чернігівської області.

2. Розроблені в технічному проекті спорудження свердловин техніко-технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання нафтових і водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

3. При розробці проекту було виконано вибір: компоновання бурильної колони, способу буріння, породоруйнівного інструменту і промивальних рідин.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні передбачено: вибір конструкції свердловини та відповідних обсадних труб, які в комплексі забезпечує попередження гідророзриву пластів та створюють надійний канал транспортування вуглеводневої сировини з повним дотриманням технологічних вимог.

5. Визначено прийоми ведення бурових робіт в умовах товщ глинистих різниць, що є надійним запобіжником виникнення ускладнень та аварій.

6. Для запобігання інтенсивних нафтопроявлень (в зонах аномального пластового тиску) і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазонасні горизонти та герметизацію устя противикидним обладнанням.

7. В проекті розглянуті питання проектування досконалої гідравлічної програми очищення свердловин та технології встановлення ізоляційних мостів.

8. Виконано обґрунтування екологічних заходів з попередженням негативного впливу бурових робіт на геологічне середовище та визначено заходи з охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості на прикладі правил безпеки при виконанні бурових та суміжних робіт.

### Перелік посилань

1. Савчак О.З. Геохімічні аспекти процесів міграції та акумуляції вуглеводнів східного нафтогазоносного регіону України // Геологія і геохімія горючих копалин, 2017, № 3 - 4. – С. 9 – 28.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. Федоришин Д.Д., Садівник Б.І. Про зв'язок розривних порушень з формуванням покладів нафти та газу у кам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини // Науковий вісник ІФНТУНГ, 2010. № 4 (26). – С. 5 – 11.
4. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
5. Копчалюк А.Я. Геологічна будова, нафтогазоносність, історія геологічного розвитку Ярошівської структури у Дніпровсько-Донецькій западині та особливості формування на ній покладів вуглеводнів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2012, № 1(42). – С. 10 – 22.
6. Єгурнова М.Г. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини / М.Є. Єгурнова, М.Я. Зайковський. – К.: Наукова думка, 2005. – 196 с.
7. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
8. Атлас родовищ нафти і газу України. – Львів, 1998. – 494 с. – Том. 1.
9. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
10. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.

11. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
12. Немець Л.М. Економічна і соціальна географія України / Л.М. Немець, П.А. Вірченко, Ю.Ю. Сільченко. – Харків: ФОП Грицак С.Ю., 2014. – 276 с.
13. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМГ», 2018. – 415 с.
14. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
16. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
17. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
18. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / Білецький В. С., Вітрик В. Г., Матвієнко А. М., Орловський В. М., Савик В. М., Рой М. М. та ін. – Полтава : ПолтНТУ, 2015. – 192 с.
19. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
20. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
21. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
22. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
23. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

24. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
25. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
26. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
27. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
28. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаяев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2002. – 138 с.
29. Судаков А.К. Освоение, эксплуатация и ремонт буровых скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Монография. / А.К. Судаков, Б.Т. Ратов, В.Л. Хоменко, С.К. Муратова, Д.А. Судакова, Э.Ж. Омирзакова - Министерства образования и науки Республики Казахстан, Каспийский общественный университет. - С.: КОУ, 2019. - 454 с.
30. Новые технологии капитального ремонта скважин. – М.: Tacis, 1996. - 400 с.
31. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1987. – 316 с.
32. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
33. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
34. КНД 41-00032626-00-326-99. Визначення забруднення ґрунтів навколо бурових площадок (методичні вказівки). – К.: Держкомекології, 1999. – 46 с. (Керівний нормативний документ).

35. Фадеева І.Г. Нафтогазовий комплекс як об'єкт стратегічного управління на засадах синергетичного підходу / І. Г. Фадеева // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 4 (4). – С. 33 – 40.

36. Таранов Ю.І. Основи організації і планування виробництва. Навчальний посібник для вищих навчальних закладів / Ю.І. Таранов, Г.О.Зелінська – Івано-Франківськ: Факел. – 2001. – 180 с.

**ДОДАТОК А**  
**Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи**

<b>№</b>	<b>Формат</b>	<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість аркушів</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.20.01.ПЗ	Пояснювальна записка	98	
5					
6		НГІБ.КР.20.01.ДМ	Демонстраційний матеріали	16	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	





## ДОДАТОК В

### ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка технології буріння свердловин для умов Ярошівського нафтового родовища з удосконаленням технології встановлення ізоляційних мостів»

студента групи 185М-19З-1 ГРФ, Базаренка Дениса Дмитровича

1. Метою кваліфікаційної роботи є оволодіння методами самостійного рішення прикладних інженерних та методичних задач, обробка й узагальнення результатів дослідження шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань та умінь.

2. Розробка Ярошівського нафтового родовища є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Талалаївського району Чернігівської області.

3. Тема роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», зокрема в розділах пошуку оптимальних рішень в багатофакторних ситуаціях та володіння методами і засобами математичного моделювання технологічних процесів в області проектування і експлуатації об'єктів по спорудженню нафтогазових свердловин.

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньосвердловинних операцій, що базуються на сталих показниках підвищення механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

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

7. Кваліфікаційна робота відповідає стандартам щодо їх оформлення.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

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

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

Керівник кваліфікаційної роботи,  
проф. кафедри НГІБ

\_\_\_\_\_ Давиденко О.М.