

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 бакалавра  
(бакалавра, магістра)

студента Романенка Дмитра Леонідовича  
(ПІБ)

академічної групи 185-183-1 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 Технологічний проект спорудження нафтогазової свердловини із  
вдосконаленням режимних параметрів процесу поглиблення вибію  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці та навколишнього се- редовища	Муха О.А.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

(підпис)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Романенку Дмитру Леонідовичу академічної групи 185-183-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Технологічний проект спорудження нафтогазової свердловини із вдосконаленням режимних параметрів процесу поглиблення вибію

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 р.

№ 200-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	<i>Гірничо-геологічна та літологічна характеристика типової ділянки проведення розвідувально-бурових робіт. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в складних умовах, промислова продуктивність якої пов'язана з піщаними пластами-колекторами кам'яновугільних відкладів, з урахуванням петрографічних і механічних властивостей гірського масиву та гідродинамічного тиску.</i>	06.06.22 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	10.06.22 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_ Коровяка Є.А.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Романенко Д.Л.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 90 с., 18 рис., 10 табл., 2 додатки, 25 джерел.

ГЕОЛОГІЧНА ПРОДУКТИВНА СТРУКТУРА, ОСАДОВІ ГІРСЬКІ ПОРОДИ, ПАРАМЕТРИ ВИДОБУТКУ, ВУГЛЕВОДНІ, РОДОВИЩЕ КОРИСНИХ КОПАЛИН, РЕЖИМ ПРОЦЕСУ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА.

Сфера застосування розробки – буріння типових розвідувально-експлуатаційних нафтових і газових свердловин за прогресивною технологією.

Об'єкт розроблення – типовий регламент проведення бурових робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини з удосконаленням технології виконання операцій основного і допоміжного виробничих циклів.

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню досконалості бурових розвідувальних та експлуатаційних робіт при спорудженні свердловин в умовах нафтогазоносних площ, що досягається за рахунок удосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних та пригирлових робіт, а також якості проведення завершальних операцій.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції і режимів буріння свердловин, які забезпечують сталість процесу поглиблення останньої; для запобігання проявів розроблено параметри бурового розчину, що створюють необхідний протитиск на напірні горизонти; запропоновано досконалий техніко-технологічний регламент буріння, всі проектні рішення якого базуються на даних щодо геологічного розрізу та вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння та виконання внутрішньо-свердловинних операцій, що базуються на сталих техніко-економічних показниках процесу спорудження свердловин та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та інших суміжних робіт.

Практична значимість роботи – прогнозоване забезпечення умов зростання якості, ступеню надійності і безпечності виконання розвідувальних, бурових, допоміжних та завершальних операцій за рахунок вдосконалення режимних параметрів і технології виконання пригирлових та свердловинних робіт.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геологічні аспекти і техніко-технологічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1	Узагальнена характеристика геолого-географічних особливостей типової ділянки проектних бурових робіт.....	7
1.2	Гірничо-геологічні умови буріння проєктованих свердловин..	16
Розділ 2	Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи.....	22
2.1	Вибір і обґрунтування раціональної конструкції свердловини.	22
2.2	Вибір відповідного геолого-технічним умовам способу буріння.....	28
2.3	Вибір типорозмірів необхідного породоруйнівного інструменту.....	31
2.4	Вибір конструкції бурильної колони.....	35
2.5	Вибір технологічно-обґрунтованих режимів буріння.....	42
2.6	Можливі ускладнення та аварії при бурінні.....	54
2.7	Вибір потрібного бурового обладнання.....	58
2.8	Деякі питання вдосконаленням режимних параметрів процесу поглиблення вибою.....	62
Розділ 3	Охорона праці.....	77
Розділ 4	Охорона навколишнього середовища.....	81
	ВИСНОВКИ.....	86
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	87
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	89
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	90

## ВСТУП

Наша держава має унікальну мінерально-сировинну базу, що представлена близько 20 тис. родовищ і проявів понад 110 видів корисних копалин; причому з цього числа понад 8 тис. родовищ із запасами понад 90 видів мінеральної сировини мають промислове значення. До промислового освоєння залучено майже 2, 9 тис. родовищ, де працює понад дві тисячі гірничо-видобувних та переробних підприємств.

На теренах України знаходяться у розроблені та виявлені родовища нафти, газу, вугілля, торфу, сланців, урану; заліза, марганцю, хрому та нікелю, титану, магнію, а також алюмінію, міді, цинку, свинцю. Серед значного різноманіття вказаних корисних копалин, провідну позицію займають вуглеводні, які є основою сучасної енергетики.

Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах: на платформах і у геосинкліналях, на суші і у морських акваторіях, у поверхневих товщах та на великих глибинах, в осадових та кристалічних породах. Зазначені особливості генезу вуглеводнів, насамперед нафти і газу, робить пошук, розвідку і експлуатацію їх родовищ складним, трудомістким та дорогим процесом з високим ступенем економічного ризику.

Поклади нафти і газу – природне скупчення рідких і газоподібних вуглеводнів в одному або кількох пластах-колекторах з єдиною гідродинамічною системою. Територіально вони приурочені до однієї ділянки земної поверхні та контролюються єдиним структурним елементом.

Практика доводить, що подальший прогресивний розвиток нафтогазодобування вимагає неодмінного збільшення обсягів фінансування на поглиблення фундаментальних і прикладних наукових досліджень, на підставі яких можна проводити обґрунтовані пошуково-розвідувальні роботи, геологічна ефективність останніх залежить від достовірності прогнозування нафтогазоносних зон, структур та окремих пасток, у яких зосереджуються скупчення нафти і газу.

Аналіз широкого колу джерел світового досвіду розробки покладів вуглеводнів показує, що типи пошукових об'єктів постійно змінюються, а методика їх геологічних досліджень швидко удосконалюється. Наразі геологорозвідувальні роботи на нафту і газ проводять на великих (понад 6 км) глибинах і не лише в осадових басейнах, а й у кристалічних докембрійських породах, як на суші, так і у морських акваторіях. Необхідно зазначити і те, що останнім часом у світі успішно розробляють принципово нові родовища газу так званих «щільних колекторів», який знаходиться у сланцях, алевролітах, дрібнозернистих пісковиках. Для ефективної розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ необхідно володіти не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

Характерною ознакою сучасного стану нафтовидобувної і газовидобувної промисловості є значне зростання кількості виснажених і нерентабельних родовищ, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних. Ці родовища характеризуються низькими рівнями видобутку нафти і газу внаслідок тривалої їх розробки, суттєвим виснаженням пластової енергії, обводненням продуктивних пластів, зношенням наземного і підземного обладнання свердловин, погіршенням екологічної рівноваги довкілля. У надрах зазначених родовищ, як правило, ще знаходяться значні залишкові запаси вуглеводнів.

Не викликає жодного сумніву, що всі теоретичні й прикладні роботи в області нафтогазовидобування повинні базуватися на методичних прийомах різних геологічних та технічних наук – історичної та структурної геології, геотектоніки, геофізики, геохімії, гідрогеології, техніки й технології спорудження свердловин, похило-спрямованому бурінні та багатьох інших.

Раціональною системою розробки нафтогазових родовищ визнається така, яка базується на сучасній науково-технічній та методологічній основі, реалізується з сучасним науковим супроводом, характеризується дотримання вимог захисту навколишнього середовища.

## **Розділ 1. Геологічні аспекти і техніко-технологічні умови проведення бурових робіт**

### **1.1 Узагальнена характеристика геолого-географічних особливостей типової ділянки проектних бурових робіт**

Родовище вуглеводнів, за визначенням, це один або декілька покладів вуглеводнів, приурочених територіально до однієї площі, що пов'язана або зі сприятливою тектонічною структурою, або з пастками іншого типу (родовище контролюється єдиним структурним елементом і містить в надрах однієї і тієї ж площі сукупність покладів, які перекривають один одного в розрізі) [1].

Пошуково-розвідувальні роботи (серед них і бурові) на вуглеводні можуть бути ефективними лише за умови науково обґрунтованого прогнозування нафтогазоперспективних структур [2].

Територіально Україна розташована у південно-західній частині Східноєвропейської платформи. Вона оточена гірськими спорудами, які є частиною Середземноморської альпійської складчастої області. У будові платформи беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку, що утворюють три структурних поверхи: докембрійський, палеозойський та мезокайнозойський. На платформенній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронежська антекліза; Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ); Донецька складчаста споруда; Причорноморська, Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи та Криму; шельф Чорного та Азовського морів. Усі вони характеризуються різною нафтогазоносністю [3].

Більша частина території України розміщена на платформі. У будові платформи виділяються два «поверхи»: кристалічний фундамент та осадовий чохол. Нижній ярус платформи – кристалічний фундамент – складений давніми твердими магматичними і метаморфічними породами. В окремих місцях фун-

даменту збереглися складки. Це свідчить про існування тут у минулому складчастого поясу. За сотні мільйонів років зовнішні процеси його вирівняли. Унаслідок цих руйнівних процесів зверху на фундаменті платформи сформувався осадовий чохол, складений із пухких порід різного віку: від палеозойського до кайнозойського [4].

Ті частини платформ, де кристалічний фундамент виступає на поверхню, називають щитами. Щити складені магматичними породами і являють собою значні виливи лави на земну поверхню у давні геологічні ери.

Ділянки платформ, де кристалічний фундамент укритий потужним осадовим чохлам, називають плитами. На плитах в окремих ділянках фундамент прогинається у формі складок або просідає сходишками. Це – западини. Товщина осадового чохла в них значно зростає. Там, де фундамент близько підходить до поверхні, а осадовий чохол тоншає, виступають кристалічні масиви [5].

Вік платформи визначається віком її кристалічного фундаменту. Розрізняють давні (докембрійські) та молоді платформи (рис. 1.1). Вік фундаменту давніх платформ обчислюється 1 - 3,5 млрд. років. Він сформувався у ранні геологічні ери – архейську і протерозойську (докембрій). Фундамент молодих платформ має вік у кількості мільйонів років. Його формування відносять до другої половини палеозойської ери.



Рисунок 1.1. Будова докембрійської платформи

ДДЗ, що є основним нафтогазоносним регіоном України – практично найглибша западина на Східно-Європейській платформі. В осьовій частині її докембрійський фундамент знаходиться на глибині 12 - 20 км. Найбільш глибо-



ка частина западини є вузькою ровоподібною структурою – рифтегеном, шириною від 65 км (район Чернігова) до 140 км (район Полтави). Другий структурний поверх являє собою синеклізу шириною 120 - 250 км (рис. 1.2).



Рисунок 1.2. Схема районування та розташування геологічних структур України

ДДЗ заповнена переважно осадовими відкладами девону (потужність понад 4000 м), карбону (3700 м), пермі (1900 м), тріасу (450 м), юри (650 м), крейди (650 м), палеогену (250 м) і неогену (30 м). Серед девонських відкладів велику роль відіграють пісковики, вапняки, доломіти та соленосні товщі, з якими пов'язано утворення соляних структур. При висхідних рухах соляних відкладів деформуються всі верстви, які залягають над ними [3].

ДДЗ характеризується достатньо високим ступенем розвіданості початкових ресурсів нафти і газу. Практично всі зони нафтогазонакопичення (ЗНГН) валоподібних структурних елементів ДДЗ вже отримали оцінку щодо їх промислової нафтогазонасності. Це Глинсько-Розбишевський, Котелевсько-Березівський, Солохівсько-Диканський, Михайлівсько-Левенцівський та інші вали, а також Кочубеївсько-Олексіївська, Гринківсько-Степнівська, Новоселівсько-Артемівська, Лозовеньківсько-Дружківська та інші антиклінальні зони.

Наразі стоїть питання про новий етап пошуково-розвідувальних робіт, пов'язаний із виявленням покладів і родовищ в пастках, розташованих на значних глибинах, а також в складно побудованих несклепінних пастках різних типів та, в меншій мірі, в пастках, пов'язаних з малоамплітудними підняттями [1].

Типові для ДДЗ географічні і геологічні умови розробки вуглеводневих покладів можна розглянути на прикладі Глинсько-Розбишівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР), яке в адміністративному відношенні розташоване в Миргородському та Лубенському районах Полтавської області та Ромненському районі Сумської області України (рис. 1.3) [6].

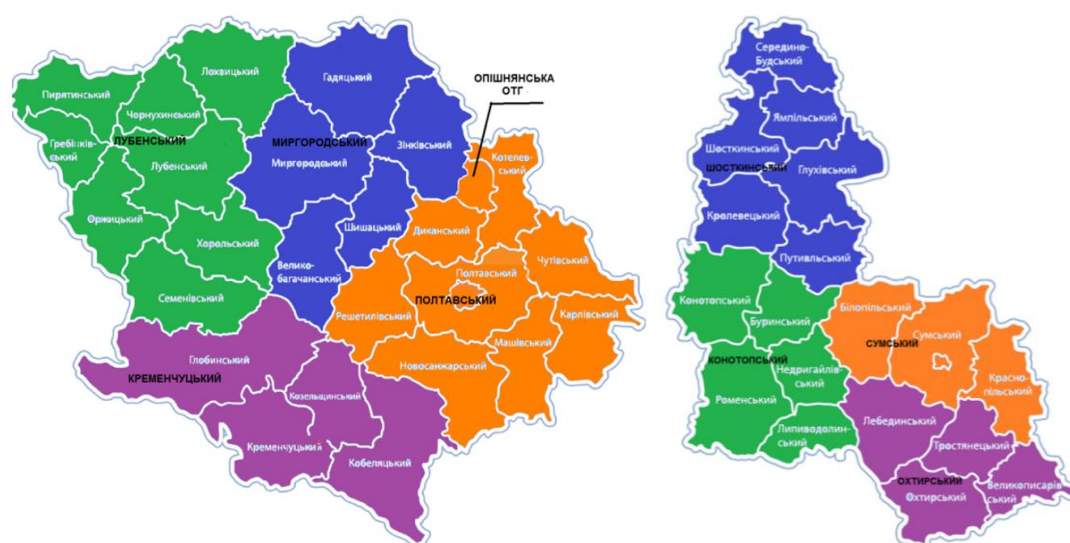


Рисунок 1.3. Географічне положення ділянки проєктованих бурових робіт (Глинсько-Розбишівське НГКР)

В геоморфологічному відношенні район розташований в межах лівобережної рівнини Дніпра, із загальним нахилом місцевості на захід та південний захід. Район являє собою рівнину, ускладнену чисельними пагорбами і розчленовану сіткою ярів. Абсолютні відмітки поверхні рельєфу на водорозділах досягають плюс 182 м, а в заплаві річки Сула – плюс 106,3 м.

Гідрографічна сітка представлена річкою Сула. Села Довжина річки 363 км, площа басейну 19 600 км<sup>2</sup>. Долина трапецієподібна, часто асиметрична; її ширина від верхів'я до пониззя поступово зростає від 0,4 - 0,5 км до 10 - 11 км (найбільша - 15 км). Русло річки на всій протяжності звивисте, подекуди розга-

лужене, його пересічна ширина 10 - 75 м, глибина пересічно 1,5 - 2 м. Заплава частково заболочена. Похил річки 0,2 м/км. Замерзає у грудні, скресає з кінця березня - на початку квітня. Середня багаторічна витрата води р. Сула становить 29,5 м<sup>3</sup>/с. Мінералізація води змінюється протягом року: весняна повінь - 659 мг/дм<sup>3</sup>; літньо-осіння межень - 812 мг/дм<sup>3</sup>; зимова межень - 871 мг/дм<sup>3</sup>. Для гідрологічного режиму річки Сула є характерним чітко виражений характер, який визначається зміною типу водного живлення протягом року. У середньорічному стоці частка стоку весняного періоду досягає 67 - 70%, зимового – 10 - 15%.

В гідрогеологічному відношенні Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну [5]. В процесі розробки покладів горизонтів В- 19с, В-19н, В-21 та В-24-25 в продукції всіх видобувних свердловин містилась незначна кількість води, водяний фактор в середньому становив 32 - 65 г/м<sup>3</sup>. Суттєвого збільшення відборів води за час розробки не відмічається, що свідчить про відсутність активного вторгнення пластових вод в газоносну частину родовища і наявність газового режиму розробки.

Повсюдно в межах розташування родовища по заплавах річок розвинуті дернові, лучні, лучно-болотні і болотні ґрунти. На заплавах річок та днищах балок (по мірі підвищення рівня ґрунтових вод) ґрунти змінюються: лучно-чорноземні, лучні, лучно-болотні, болотні і торфово-болотні, іноді – низинні торфовища [7].

У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить 0,3 - 0,5 м. Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,8 м. У силу кліматичних умов та особливостей рівнинного рельєфу місцевості процеси зсувів на території родовища мало ймовірні [6].

Клімат району помірно – континентальний, формується під впливом температури повітря, опадів, сонячної радіації, повітряних мас, циркуляції атмосфери, підстилаючої поверхні, рельєфу.

В економічному відношенні район є типово сільськогосподарським. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивного розвитку набула нафтогазовидобувна та переробна промисловість [8].

Із корисних копалин, крім нафти і газу, за межами ділянки безпосереднього виконання видобувних робіт, розвідані родовища прісних підземних вод, будівельних пісків, глин, крейди.

Родовище розташоване в районі з добре розвинутою мережею нафтогазопроводів. Найближчий нафтопровід проходить через Перекопівське, а газопровід – через Андріяшівське родовища.

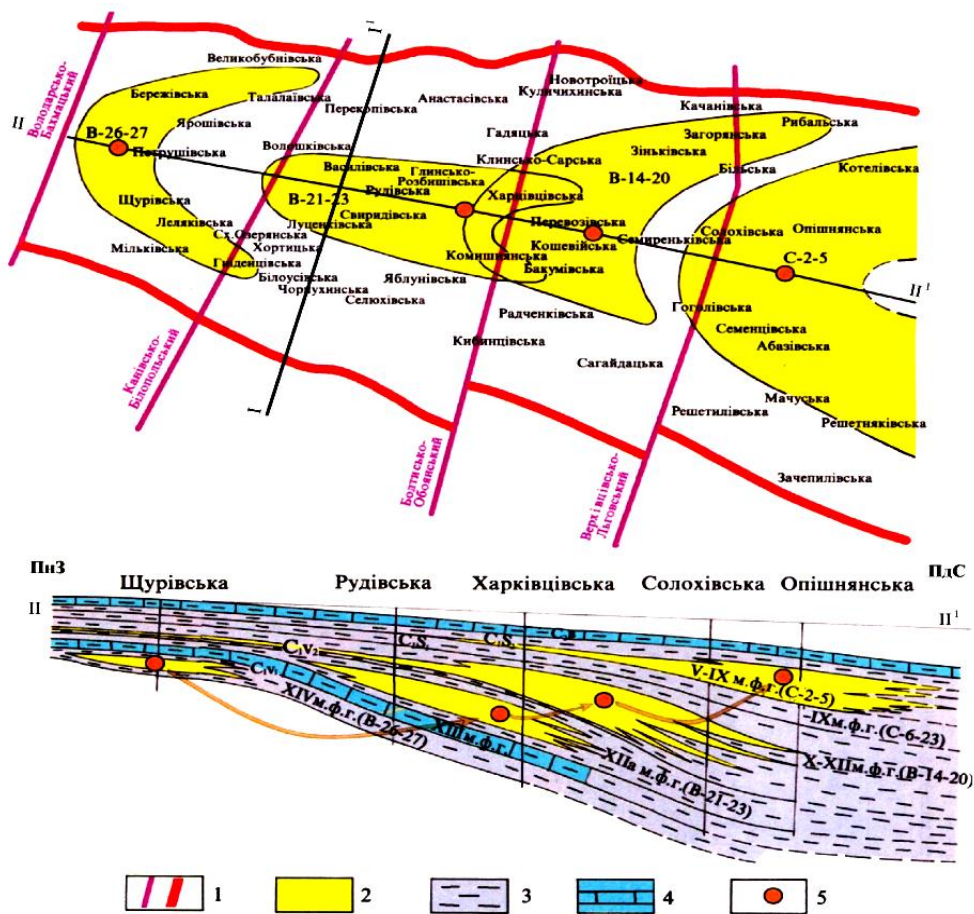


Рисунок 1.4. Схематизація відкладів нижньої частини верхньовізейського під'ярусу ДДЗ (Глинсько-Розбишівське НГКР): 1 – розломи; 2 – пісковики; 3 – аргіліти; 4 – вапняки; 5 – депоцентри перехідної формації

Промислова нафтогазоносність ділянки проєктованих робіт на Глинсько-Розбишівському нафтогазоконденсатному родовищі пов'язана з верхньовізейськими відкладами нижнього карбону. Глибина залягання продуктивних гори-

зонтів від 4386 до 4900 м. Невідповідність поточних обсягів видобутку вуглеводнів затвердженим та потреба в коригуванні технологічних показників розробки викликають потребу в залученні до видобутку двох нафтових (гор. В-15в і В-19в) і чотирьох газоконденсатних покладів (гор. В-19с, В-19н, В-21 і В-24-25, нижньовізейська «плита»).

Геологічний розріз Глинсько-Розбишівської структури є типовим для виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозою [9].

Глинсько-Розбишівське родовище відкрите в 1958 році при випробуванні пермських відкладів і горизонту К-1б верхнього карбону, із яких були отримані перші припливи нафти. Інші корисні копалини, що мають промислове значення, в межах площі Глинсько-Розбишівського родовища не виявлені.

Розвідувальне буріння було розпочато в 1957 році. Перший етап розвідки проводився до глибини 2000 - 2700 м для оконтурювання виявленого родовища, а по його завершенні в 1960 році, родовище було введено в дослідно-промислому розробку. Поклади нафти, газу і конденсату пов'язані з двома антиклінальними підняттями: Погарщинським та Чижівським [10]. До Погарщинського підняття приурочено 35, а до Чижівського – 10 покладів нафти і газу, дев'ять газових покладів мають нафтову облямівку. Режим нафтових покладів пружноводонапірний, газоконденсатних – газоводонапірний та газовий. Густина дегазованої нафти 838 - 872 кг/м<sup>3</sup>. Вміст сірки у нафті 0,21 - 0,66 мас. %.

Промислова нафтогазоносність Глинсько-Розбишівського родовища пов'язана з відкладами пермської системи (П-2, П-3), верхнього карбону (К-1б), башкирського ярусу середнього карбону (Б- 4-5, Б-6-7, Б-8, Б-9, Б-10, Б-11, Б-12), серпухівського ярусу нижнього карбону (С-1-2, С-3, С-9), візейського ярусу (В-13, В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21, В-21а, В-22) і турнейського ярусу (Т-1). Поверх нафтогазоносності родовища перевищує 2500 м. З Погарщинським підняттям пов'язані поклади нафти і газу, які приурочені до продуктивних горизонтів пермських, верхньо-, середньо-, нижньо-кам'яновугільних

та турнейських відкладів. До Чижівського підняття приурочені поклади нафти і газу, які пов'язані з нижньокам'яновугільними відкладами [8].

Породи докембрійського кристалічного фундаменту за даними регіональних сейсмічних досліджень в межах родовища залягають на глибинах біля 6,5 - 7 км і представлені, ймовірно, гранітами та іншими породами магматичного та метаморфічного ряду [3].

В обсязі палеозойської групи виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи [10].

Девонська система представлена комплексом різноманітних порід, що неузгоджено залягають на кристалічному фундаменті. В девонському розрізі в межах площі, переважають вулканіти різноманітного складу, глинисто-теригенні та карбонатні відклади. Потужність та фаціальний склад девонських відкладів дуже невтримані. Максимальна розкрита товщина девону складає 61 м. Прогнозна товщина девону – 1,5 - 2 км.

Кам'яновугільна система представлена трьома відділами: верхнім, середнім та нижнім.

Нижній відділ розвинутий в обсязі турнейського, візейського і серпухівського ярусів. Відклади турнейського ярусу з кутовим та стратиграфічним неузгодженнями залягають на відкладах девонського віку і представлені глинисто-теригенною пачкою. Відклади складені чергуванням пластів аргілітів, пісковиків, алевролітів з рідкими прошарками глинистих вапняків та мергелів. Загальна потужність турнейських відкладів в межах родовища складає 187 - 264 м. Візейські відклади неузгоджено залягають на розмитій поверхні турнейських відкладів і представлені в обсязі нижнього та верхнього під'ярусів. Візейські відклади мають площадне розповсюдження.

Теригенна товща нижньовізейського під'ярусу складена переважно аргілітами, алевролітами, пісковиками з рідкими малопотужними прошарками вапняків. Карбонатна товща, так звана візейська «плита», складена вапняками сірими, темно-сірими, вуглистими, нерівномірно та сильноглинистими місцями перекристалізованими, бітумінозними, шламово-детритовими прошарками те-

мно-сірих аргілітів. Загальна потужність відкладів нижньовізейського під'ярусу 224 - 285 м.

Відклади верхньовізейського під'ярусу з неузгодженням залягають на нижньовізейських відкладах. З верхньовізейським комплексом пов'язані п'ять із шести продуктивних горизонтів (В-15в, В-19в, В-19с, В-19н і В-21) родовища. Колекторами служать пісковики сірі, світло-сірі, кварцеві, від дрібно- до середньозернистих, місцями алевритисті.

Серпухівський ярус неузгоджено залягає на візейських відкладах та складений глинисто-алевролітовою товщею з окремими прошарками пісковиків і вапняків. Пісковики сірі, кварцеві, глинисті. Алевроліти сірі польвошпатово-кварцеві, глинисті. Аргіліти темно-сірі, шаруваті, гідрослюдисті. Вапняки сірі, кристалічні. Загальна потужність серпухівського ярусу складає 320 - 336 м.

Середньокам'яновугільний відділ розвинутий в обсязі башкирського та московського ярусів. Загальна потужність башкирського ярусу складає 402 - 416 м. Московський ярус літологічно представлений чергуванням піщано-алевролітових порід та аргілітів з прошарками вапняків і лінзами кам'яного вугілля. Загальна потужність московського ярусу складає 352 - 360 м.

Верхньокам'яновугільний відділ узгоджено залягає на відкладах московського ярусу середнього карбону. Літологічно представлений піщано-глинистими породами. Загальна потужність верхньокам'яновугільного відділу складає 452 - 469 м.

Пермська система представлена нижнім відділом. Нижня частина відділу складена перешаруванням аргілітів, пісковиків, верхня – сульфатно-глинисто-карбонатна. Загальна потужність відкладів відділу складає 352 - 382 м.

Мезокайнозойські відклади представлені типовим комплексом порід, характерним для центральної частини ДДЗ.

Всього на родовищі пробурено 298 свердловин, в т.ч. на Погарщинському піднятті – 238, на Чижівському – 60 свердловин. Діючий фонд свердловин на родовищі становить 46 свердловини, із яких нафтовидобувних – 34, газових – 7, дві нагнітальні і три поглинальні свердловини. Державним балансом України

обліковані початкові запаси вуглеводнів в об'ємі 61768/31854 тис. т нафти, 11140 млн.м<sup>3</sup> газу, розчиненого в нафті та 66710 млн.м<sup>3</sup> вільного газу і 14976/8860 тис. т конденсату. З покладів родовища вилучено 49057 млн.м<sup>3</sup> вільного газу, 4134 тис. т конденсату, 19719 тис. т нафти і 4114 млн.м<sup>3</sup> розчиненого газу [11].

На родовищі використовується замкнена система збору, очищення, розподілу вуглеводнів, що відповідає сучасним вимогам. Наявність розроблених у встановленому порядку планів ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС), розробка та виконання комплексу технологічних, технічних, організаційних рішень для забезпечення надійної безаварійної роботи промислових споруд.

З метою недопущення погіршення соціально-економічного стану району при видобуванні вуглеводнів, експлуатації інших об'єктів та обладнання – використовуються сучасні екологічно безпечні технології, що відповідають ISO 14001- 2005. Промислова розробка родовища орієнтована на попередження та ліквідацію можливих причин і шляхів негативного впливу на навколишнє середовище видобутку вуглеводнів їх збору та транспортування. Для комплексного відбору природного і розчиненого газу, конденсату та нафти на родовищі використовується комплекс нафтогазопромислових споруд, які включають свердловини і робочі лінії до них, газові пункти (ГП), групові трапні установки (ГТУ), нафтогазозамірні сепараційні установки (НГЗСУ), установки комплексної підготовки нафти (УКПН), промислові газорозподільні станції (ПГРС) та дожимні компресорні станції.

Продовження розробки й експлуатації родовища планується наявним фондом обладнання свердловини у межах підрахованих та затверджених запасів.

## **1.2 Гірничо-геологічні умови буріння проектованих свердловин**

Об'єкт розробки – ділянка Глинсько-Розбишівського НГКР розташована в приосьовій зоні центральної частини ДДЗ і приурочена до південно-західного схилу Артюхівського виступу кристалічного фундаменту [9]. Абсолютні відмі-



тки залягання поверхні фундаменту в межах структури за даними сейсморозвідки становлять 6,5 - 7 км.

Фундамент розбитий чисельними диз'юнктивними порушеннями різного простягання та амплітуд на ряд блоків. В осадовому чохлі структура розташована на південно-західному схилі Артюхівсько-Липоводолинського валу в зоні сполучення його з північно-західним замиканням Глинсько-Розбишівського валу в межах західної облямівки Сурмачівського прогину (рис. 1.5).

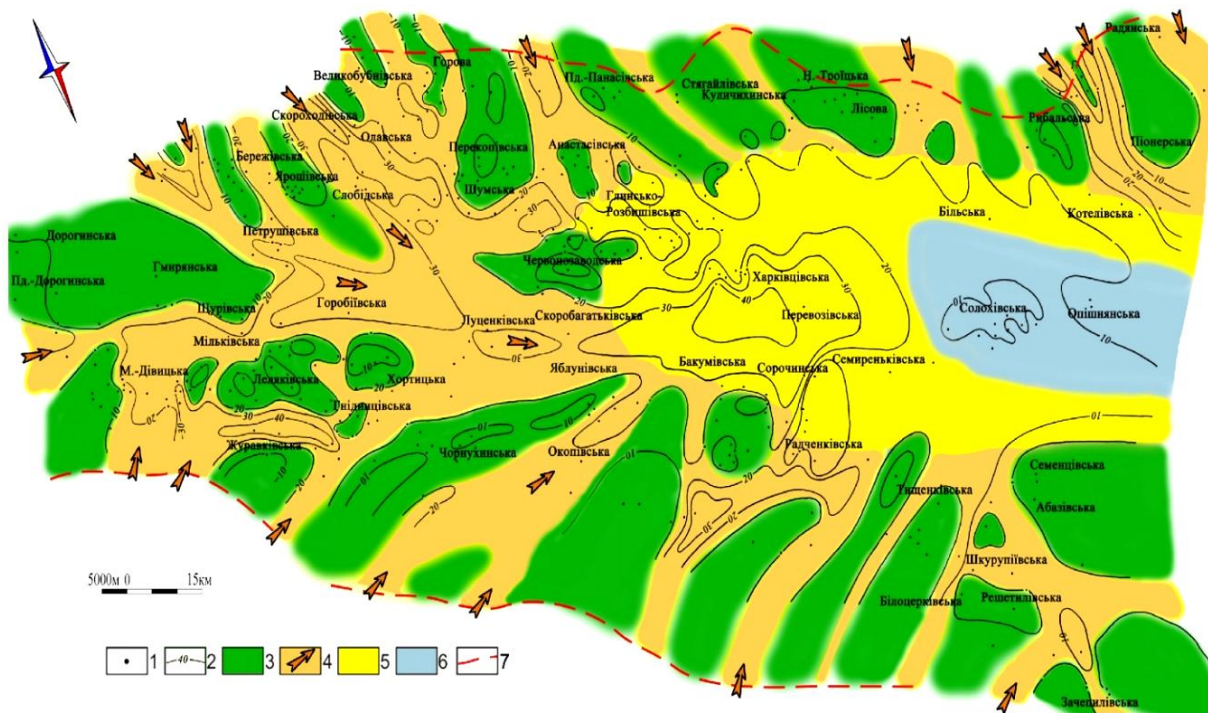


Рисунок 1.5. Літолого-фаціальна схема відкладів верхньовізейського продуктивного горизонту В-17н: 1 – свердловини; 2 – ізопахіти піщано-алевролітових порід, м; 3 – аргіліти низинного суходолу; 4 – пісковики і алевроліти річкових долин з позначенням напрямку течії седиментаційних вод; 5 – пісковики й алевроліти авандельт і пляжів; 6 – аргіліти і вапняки відкритого моря; 7 – крайові розломи западини

Нафтовий горизонт В-15в залягає на глибині 4376 - 4415 м і розкритий всіма пробуреними на родовищі свердловинами [3]. В контурі покладу пробурено свердловини 1, 2, 50, 52. Випробуваний горизонт в свердловині 1 в інтервалі від 4386 до 4400 м. В свердловинах 2, 50 та 52 горизонт нафтонасичений за даними матеріалів геофізичних досліджень (ГДС).

Горизонт В-19в залягає на глибині 4717 - 4746 м. В свердловинах 1, 3, 4

горизонт представлений щільними породами. При випробуванні в свердловині 2 інтервалу 4717 - 4722 м отримано приплив нафти дебітом 112 т/доб. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 50 та 52. Експлуатація горизонту припинена в зв'язку з падінням робочого тиску нижче тиску в системі збору.

Горизонт В-19с залягає на глибині 4744 - 4794 м. Продуктивність горизонту встановлено при його випробуванні в свердловині 1. В свердловині 2 горизонт В-19с випробуваний разом з В-19н. Отримано приплив газу з конденсатом. В свердловині 4 при випробуванні інтервалу 4777 - 4780 м отримано приплив пластової води. Поклад горизонту В-19с розроблявся свердловиною 1 та сумісно з горизонтом В-19н в свердловині 2.

Горизонт В-19н залягає на глибині 4751 - 4791 м. В свердловині 1 горизонт випробуваний в двох інтервалах 4784 - 4791 м та 4771 - 4777 м. В свердловині 2 випробовувався разом з горизонтом В-19с. Свердловина 4 знаходиться в приконтурній зоні. В свердловині 50 горизонт продуктивний за матеріалами ГДС та після її переведення на цей горизонт (інтервал перфорації 4785 - 4791 м) отримати приплив газу не вдалось.

Свердловина 52 розробляла горизонт В-19н (інтервал перфорації 4774 - 4764 м). В різний час поклад горизонту В-19н розроблявся свердловинами 2, 52. З горизонтом В-21 пов'язаний газовий поклад на глибинах 4862 - 4896 м. В свердловині 2 горизонт щільний. При випробуванні в свердловинах 1 (інтервал перфорації 4867 - 4873 м) і 4 (4891 - 4897 м) отримано промисловий приплив газоконденсатної суміші. В свердловині 52 при випробуванні інтервалу 4886 - 4890 м отримано фонтан газоконденсатної суміші. Поклад горизонту В-21 розроблявся свердловиною 52 з жовтня 2001 року до січня 2005 року. В свердловині 50 при випробуванні даного горизонту в травні 2005 року (інтервал перфорації 4883,5 - 4886,5 м) отримано приплив пластової води. Отримані дані по свердловинах 50 та 52 свідчать про виснаженість горизонту В-21.

Горизонт В-24-25 залягає на глибинах 4952 - 5089 м. Промислова газоносність горизонту встановлена випробуванням свердловин 1, 50 та підтверджена

дослідженнями свердловини 50. З лютого 1998 р. по травень 2005 р. свердловина 50 розробляла газоконденсатний поклад горизонту В-24-25. Через низькі фільтраційно-ємнісні властивості колектора параметри роботи свердловини погіршувались і з кінця 2004 року вона практично припинила фонтанування, працювала в режимі стравлювання.

В процесі пошуково-розвідувальних робіт на родовищі гідрогеологічні дослідження проводились разом з оцінкою нафтогазоносності нижньовізейських горизонтів шляхом випробування свердловин в процесі, а також за рахунок випробування водоносних пластів у колоні.

Дослідження горизонту В-15в проведено в свердловині 4. Отримано приплив води дебітом  $63,2 \text{ м}^3/\text{доб}$  при динамічному рівні 556 м. Коефіцієнт гідропровідності  $34,9 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ , проникність –  $35,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , п'єзопровідності  $1306 \text{ м}^2/\text{с}$ . Мінералізація пластової води становить  $224,3 \text{ г/л}$ . Води хлоркальцієвого типу [12].

Горизонт В-15н випробуваний в свердловині 1. Мінералізація води  $203,9 \text{ г/л}$ , густина  $1152 \text{ кг/м}^3$ . За геохімічними компонентами пластова вода горизонту аналогічна воді горизонту В-15в.

Горизонт В-18 випробуваний у свердловинах 1 і 2 в інтервалах 4644 - 4698 м та 4653 - 4710 м. Дебіти пластової води становили відповідно 257 та  $84 \text{ м}^3/\text{доб}$ . Отримана вода частково опріснена. Вміст йоду, бром, бору не перевищує фонові значення. Мінералізація  $166,6 \text{ г/л}$ , густина  $1130 \text{ кг/м}^3$ .

Горизонт В-19с+В-19н досліджувались в колоні свердловини 4. Після розкриття інтервалів 4777 - 4780 м і 4788 - 4797 м отримано припливи води дебітом 5,5 та  $8,9 \text{ м}^3/\text{доб}$  при динамічних рівнях 786 - 851 м. Мінералізація води 292,8 і  $272,2 \text{ г/л}$ . Води містять мікрокомпоненти: йод  $10,58 \text{ мг/л}$ , бром  $103,9 \text{ мг/л}$ , бор  $12,35 \text{ мг/л}$ . Підвищена кількість амонію ( $108 \text{ мг/л}$ ) в цілому характерна для приконтурних вод.

Горизонт В-20 випробуваний в свердловині 2 сумісно з горизонтом В-19н в інтервалі 4774 - 4816 м. Дебіт пластової води становив  $56 \text{ м}^3/\text{доб}$ . Мінералізація  $171,2 \text{ г/л}$ . Вміст йоду і бром нижче фонових значень для цих глибин.

Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів Глинсько-Розбишівського НГКР.

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

*Опорна літолого-геологічна характеристика умов проводки свердловин для Глинсько-Розбишівського НГКР*

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-250	Пісок, глина, галечник,	I	I	0,0100	0,0135	Обвали
250-800	Глина, пісок, крейда	II	II	0,0102	0,0140	Обвали
800-1500	Алевроліт, аргіліт, вапняк, пісковик	IV	IV	0,0108	0,0155	Поглинання
1500-2600	Аргіліт, вапняк	V	IV	0,0116	0,0170	Осипи аргілітів
2600-4200	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	V	0,0112	0,0160	Поглинання
4200-5000	Пісковик, вапняк, аргіліт	VIII	VI	0,0124	0,0190	Зона газопроявлень

Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу; профіль свердловин: вертикальний; проектна глибина: в середньому 4800 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для

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

Свердловини, що розташовані у контурах ділянки проектних робіт 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 [13].

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

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

## Розділ 2. Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи

### 2.1 Вибір і обґрунтування раціональної конструкції свердловини

Узагальнено, термін «конструкція свердловини» має під собою на увазі схему будови останньої, що включає сукупність даних про: кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожну колону, інтервали цементування обсадних колон [14]. 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.

Конструкції (у т.ч. нафтогазових свердловин) різняться за принципами побудови, проте вони повинні задовольняти наступним вимогам: протидія силам гірського тиску, що прагнуть зруйнувати свердловину; збереження заданого діаметра стовбура на всій його протяжності; ізоляція тих горизонтів розрізу свердловини, що містять різномірні за хімічним складом агенти із виключенням їх змішування; можливість спуску і експлуатації різного устаткування; можливість тривалого контакту елементів споруди з хімічно агресивними середовищами і протидія високому тиску і температурам.

На нафтогазових родовищах споруджуються також газові, нагнітальні, п'єзометричні свердловини, конструкції яких аналогічні звичайним нафтогазовим.

За глибокого нафтогазового бурінні прийнято застосовувати наступні типи обсадних колон [15].

**Направляюча колона (шахтний напрямок)** – слугує для завдання свердловини проектного напрямку або попередження відхилення від вертикального, закріплення устя свердловини та охорони його від розмивання.

**Кондукторна колона** – установлюється для закріплення нестійких, вивітрених, водоносних порід, що залягають у верхній частині розрізу.

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 проектної глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей, носять назву – **проміжна обсадна колона**. Проміжна колона може бути відсутня чи може бути одна і більше.

Колона труб, яка призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводонесних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини, газу або закачування в пласт рідини або газу, має назву – **експлуатаційна обсадна колона**.

Під час проектування конструкції свердловини додержуються такої послідовності [16]: встановлюють кількість обсадних колон та глибини їх спуску; обирають типи обсадних колон; призначають діаметри обсадних колон та доліт для буріння під кожен обсадний колону; обирають інтервали тампонування кожної обсадної колони.

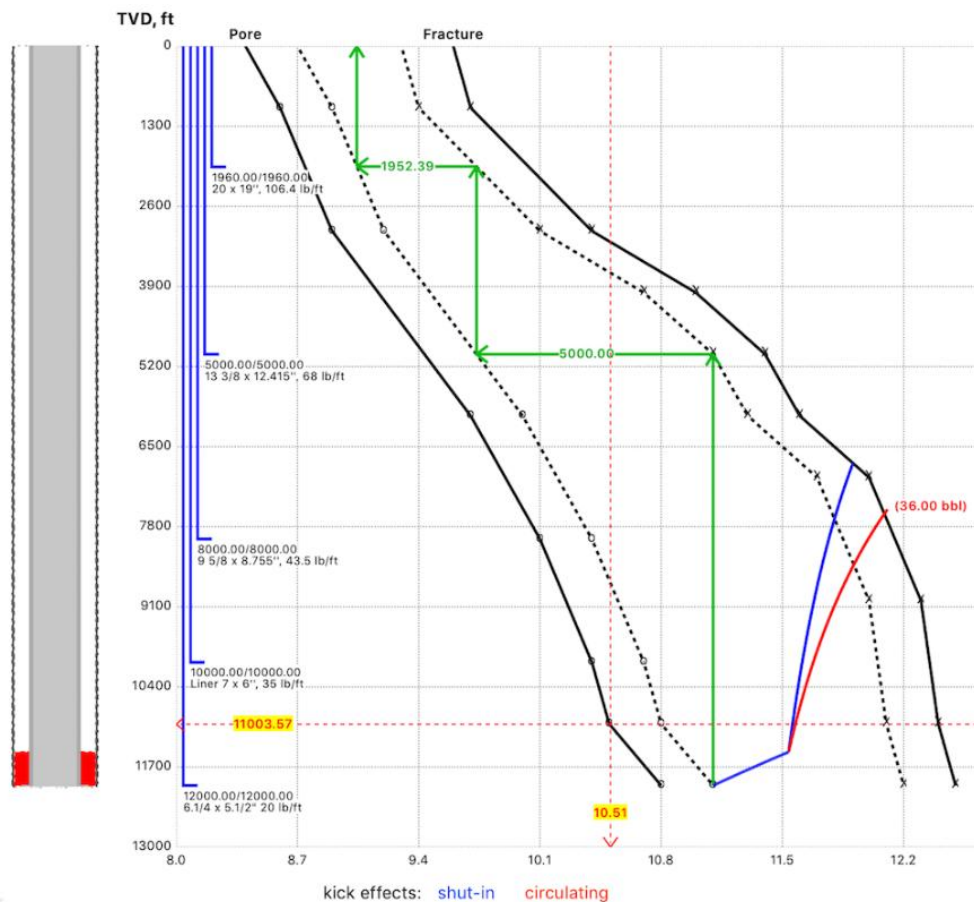


Рисунок 2.1. Деталізований суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини, деталізований приклад якого наведено на рис. 2.1.

На основі суміщеного графіку 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.

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 [17].

Інтервали цементування обсадних колон та густина промивальної рідини (згідно значень коефіцієнта резерву та допустимої репресії на пласт, значення якого представлено в табл. 2.1), визначаються у відповідності до правил безпеки в нафтовій і газовій промисловості.

*Таблиця 2.1*

*Значення коефіцієнта резерву та допустимої репресії на пласт*

Глибина інтервалу, м	до 1200	1200 - 2500	більше 2500
Коефіцієнт резерву, не більше	1,1 ÷ 1,15	1,05 ÷ 1,11	1,04 ÷ 1,07
Допустима репресія, МПа (не більше)	1,5	2,5	3,5

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску визначають зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.2).



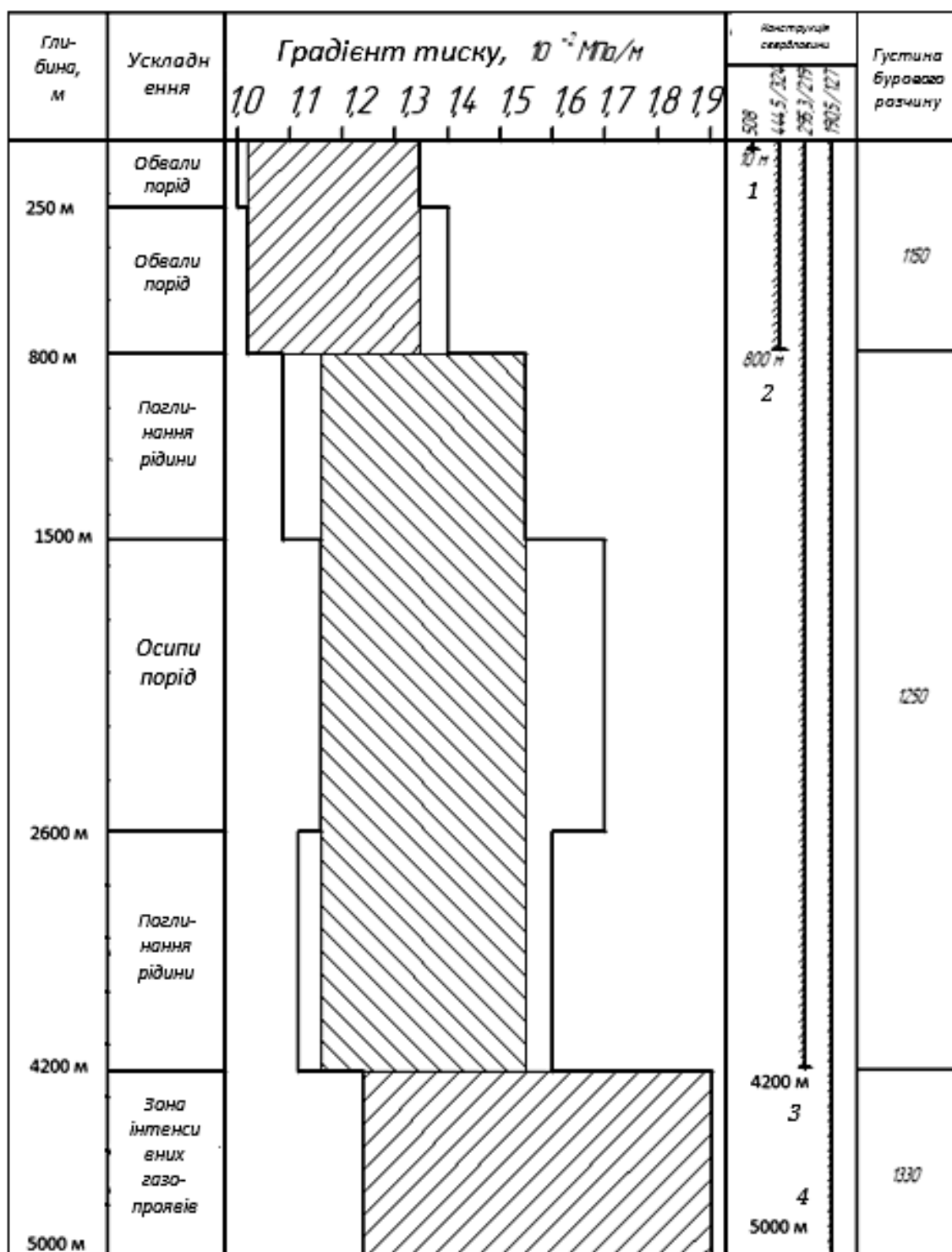


Рисунок 2.2. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання для умов Глинсько-Розбишівського нафтогазоконденсатного родовища

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [16]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Глинсько-

Розбишівського масивно-пластового, тектонічно-екранованого і літологічно обмеженого нафтогазоконденсатного родовища і складає - 127 мм.

Буріння свердловини організаційно складається з таких основних заходів: 1) підготовка робочої площадки, під'їзної колії до неї і комунікацій; 2) доставка і монтаж бурової установки; 3) власне буріння, тобто поглиблення свердловини; 4) спуск і підйом бурового снаряда для зміни породоруйнівного інструменту; 5) кріплення стінок свердловини обсадними трубами, тампонаж; 6) вимір викривлення і каротаж; 7) спостереження й випробування окремих горизонтів; 8) завершальні роботи у свердловині; 9) демонтаж бурової установки; 10) перевезення бурової установки на нову точку; 11) відновлення порушених буровими роботами природних умов на робочому майданчику, під'їзній колії і розбирання комунікацій; 12) передача свердловини до експлуатації.

### ***Коротка характеристика умов буріння***

Верхня частина розрізу 0 - 800 м складена м'якими осадовими породами схильними до обвалів.

На інтервалі 800 - 1500 м очікується поглинання промивальної рідини.

Інтервал 1500 - 2600 м складний аргілітами (схильними до осипання) і вапняками V категорії за твердістю.

На інтервалі 2600 - 4200 м очікується поглинання промивальної рідини, інтервал складний породами VII категорії за твердістю.

Інтенсивні газопрояви очікується на інтервалі 4200 - 5000 м, даний інтервал складний породами VIII категорії за твердістю.

*Таблиця 2.2*

### *Характеристика проектованої конструкції свердловини*

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напрям	1	508	10	До гирла	-
Кондуктор	2	324	800	До гирла	444,5
Проміжна	3	219	4200	До гирла	295,3
Експлуатаційна	4	127	5000	До гирла	190,5

Відповідно до графіка (рис. 2.2) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.2):

- в інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрямок, із суворим додержанням вертикальності та повною цементацією затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 800 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до інтенсивних порушень та обвалів), з повною цементацією затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 4200 м - проміжна колона, що призначена для ізоляції зон інтенсивного поглинання промивальної рідини та осипів, з повною цементацією затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 5000 м - експлуатаційна колона, з повною цементацією затрубного простору.

#### **Визначення діаметрів обсадних колон і доліт**

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону [18]:

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

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

$$D_{\delta}^e = 147 + 2 \cdot 15 = 177 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^e = 190,5$  мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\delta}^e + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони:  $D_{\text{зн}}^{\text{пр}} = 219$  мм, з діаметром муфти -  $D_m^{\text{пр}} = 245$  мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{\text{пр}} = D_m^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^{\text{пр}} = 295,3$  мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_{\delta}^{\text{пр}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондук-

тора:  $D_{зн}^k = 324$  мм, з діаметром муфти -  $D_{м}^k = 351$  мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^k = D_{м}^k + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 35 = 421 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо  $D_{\delta}^k = 444,5$  мм.

6) діаметр напрямку дорівнює:

$$D_{ен}^h = D_{\delta}^k + 50 = 444,5 + 50 = 495,5 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо  $D_{зн}^h = 508$  мм.

Розрахунок конструкції свердловини завершено. Для встановлення направляючої колони буде споруджено спеціальний шурф.

Конструкція свердловини повинна бути найпростішою, тобто мати найменшу кількість обсадних колон різних діаметрів; діаметри свердловини повинні бути якнайменшими. В цьому випадку зростає швидкість проходки, зменшується витрата електроенергії й стираючих матеріалів, знижується вартість робіт.

## 2.2 Вибір відповідного геолого-технічним умовам способу буріння

За характером руйнування породи, вживані способи буріння діляться на: механічні – буровий інструмент безпосередньо впливає на гірську породу, руйнуючи її, і немеханічні – руйнування відбувається за відсутності безпосереднього контакту з породою джерела дії на неї (термічне, вибухове та ін.). Механічні способи буріння підрозділяють на обертальні і ударні (а також обертально-ударні і ударно-обертальні). При обертальному бурінні порода руйнується за рахунок обертання притиснутого до вибії інструменту. Залежно від міцності породи, при обертальному бурінні застосовують буровий породоруйнівний інструмент різального типу (бурові долота і коронки); алмазний буровий інструмент (включаючи долота типу PDC); дробові коронки, що руйнують породу за допомогою дробу (дробове буріння), шарошкові долота, а також долота комбінованої дії. Іноді буріння підрозділяють за типом бурового інструменту (шне-

кове, штангове, алмазне, шарошкове і т. д.); за типом бурової машини (перфораторне, пневмоударне, турбінне і т. д.), за методом проведення свердловин (похиле, кущове і т. д.) (рис. 2.3).



*Рисунок 2.3. Спеціалізовані бурові установки глибокого обертального буріння*

Способи буріння свердловин можуть також бути класифіковані за наступними критеріями [19]: спосіб руйнування порід, форма забою, характер енергії, що використовується або конструкція приводу, призначення свердловини і т. д. Найпоширенішим в даний час є розділення способів буріння по декількох ознаках: колонкове буріння - за формою забою; роторне - по конструкції обертача; ударне - за способом руйнування порід і т. д.

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

Поглиблення стовбура свердловини здійснюється за допомогою долота, що обертається, при постійно діючому на нього осьовому навантаженні. Для

обертання долота в одних випадках використовують встановлений на поверхні ротор, в інших – занурений двигун [17].

Ротор є багатофункціональним устаткуванням бурової установки. Він не лише передає обертання долоту через ведучу трубу і бурильну колону, але і утримує на вазі бурильну колону (у тому випадку, коли від неї від'єднано талеву систему); є опорним столом при згвинченні і розгвинчуванні бурильних труб під час спуско-підіймальних операцій; служить стопорним пристроєм для долота, що згвинчується із зануреним двигуном; центрує бурильну колону у свердловині.

Основними вузлами ротора є: станина, у внутрішній порожнині якої встановлений на підшипнику стіл з укріпленим зубчастим конічним вінцем; вал, на зовнішньому кінці якого встановлено зубчасте колесо під ланцюгову передачу, а на внутрішньому – конічна шестерня; рифлений кожух, що захищає стіл; вкладиші для обхвату ведучої труби. Отвір столу ротора без вкладишів забезпечує проходження через нього у свердловину будь-яких технічних пристроїв (доліт, розширювачів, центраторів, і т. д.). Змащення усіх деталей ротора, здійснюється маслом, залитим в корпус ротора.

Ротор працює таким чином. Обертальний рух від силових двигунів через трансмісійну систему (при включенні роторної пневматичної муфти), передається за допомогою ланцюгової передачі на вал ротора, а останній за допомогою конічної зубчастої передачі обертає стіл ротора в горизонтальній площині, який, у свою чергу, охоплюючи квадратними вкладишами ведучу трубу, обертає її і усю бурильну колону з долотом.

Для виконання спуско-підіймальних операцій замість вкладишів в отвір столу ротора встановлюють пневматичні клини, на які періодично за допомогою затискних сухарів з насічкою підвішують бурильну колону і відгвинчують від неї або нагвинчують на неї чергову бурильну свічку, що знаходиться над ротором.

Турбобур є зануреним гідравлічним двигуном, що передає обертання свого валу долоту безпосередньо, без проміжних ланок; зазвичай це багатоступін-

часта турбіна, кожна ланка якої складається із статора, що утримується нерухомо корпусом турбобура, і ротора, укріпленого на валу турбобура. Потік промивального агенту, потрапляючи на зігнуті лопатки ротора турбіни, створює крутний момент, під дією якого обертається вал турбобура. Переходячи з ротора в статор, потік під дією зігнутих лопаток статора відновлює осьовий напрям струменя і знову потрапляє на зігнуті лопатки наступного ротора. Одночасно працюючі та послідовно розташовані турбіни дозволяють підсумовувати їх потужність і крутний момент.

Основним чинником, що дозволяє керувати параметрами роботи турбобура, є кількість прокачаного через нього промивального агенту. Частота обертання валу, крутний момент і потужність турбіни прямо пропорційні кількості прокачуваної рідини. Крутний момент і потужність турбіни також прямо пропорційні густині прокачуваної рідини.

Крутний момент валу забійного двигуна тим більше, чим більше опір його обертання з боку долота (осьове навантаження на долото, властивості гірського масиву). Але у міру збільшення осьового навантаження зменшується частота обертання валу турбобура. Тому залежність між обертальним моментом на долоті і його частотою обертання при турбінному бурінні обернено пропорційна. Ця обставина звужує можливість оптимального поєднання режимних параметрів буріння (навантаження на долото, частоти його обертання, подачі промивального агенту до долота).

Для умов розроблюваного геолого-технічного проекту приймаємо роторний спосіб буріння.

### **2.3 Вибір типорозмірів необхідного породоруйнівного інструменту**

Той інструмент, що використовують при бурінні свердловин, називають буровим. За призначенням він поділяється на технологічний, допоміжний, аварійний і спеціальний.

До технологічного відносять інструмент, за допомогою якого безпосере-

дньо відбувається поглиблення свердловини. Набір технологічного інструменту, з'єданого у визначеній послідовності, що дає можливість виконувати зазначені операції, називається буровим снарядом. Склад снаряда залежить від способу буріння, однак у будь-якому випадку він містить породоруйнівний інструмент, що передає на вибій зовнішні механічні навантаження.

Основна частина породоруйнівного інструменту – його робочі елементи, що безпосередньо контактують з вибієм і руйнують породу. В якості робочих елементів зазначеного інструменту використовуються матеріали, що мають високу твердість: алмазні зерна, пластинки твердого сплаву, синтетичні надтверді матеріали тощо. Інші елементи бурового снаряда в сукупності являють собою проміжну ланку, через яку від бурової установки передаються зовнішні навантаження на породоруйнівний інструмент.

Допоміжний інструмент призначений для проведення спуско-підіймальних операцій (ключі, елеватори, труботримачі, обсадні колони), а також для підвищення ефективності буріння шляхом гасіння вібрацій і ударів (демпфери, амортизатори, віброгасники) [14].

Аварійний інструмент слугує для запобігання (шламоуловлювачі, проти-прихоплювальні перехідники та ін.) і ліквідації аварій (ловильний інструмент, фрезери та ін.).

Спеціальний інструмент використовують для проведення деяких робіт у свердловинах, наприклад: при штучному викривленні стовбура свердловини, при виконанні тампонування та ін.

Аналіз практики спорудження глибоких нафтогазових свердловин доводить, що значний об'єм робіт з руйнування гірського масиву здійснюється за допомогою саме шарошкових доліт та їх найбільш розповсюдженої компоновальної схеми – тришарошкової [18].

Шарошкове долото, за багатьма параметрами, є найскладнішим породоруйнівним інструментом. Тришарошкове долото являє собою тверду нероз'ємну конструкцію, що складається або з трьох, зварених між собою секцій (безкорпусні долота), або з цільного литого корпусу, до якого приварюються секції



(корпусні долота). Секція, у свою чергу, складається з лапи, на цапфі якої змонтована на підшипниках шарошка.

Основним робочим органом долота є шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами.

Зворотний конус шарошки звернений до стінки свердловини. У плані шарошки розміщуються зі зсувом осей щодо осі долота. Величина зсуву називається коефіцієнтом проковзування і в залежності від типорозміру долота коливається від 0 до 10 мм. Чим більше величина зсуву і більше число конусів, тим більше зуби шарошки прослизують по вибію.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться у такий спосіб: за механічними і абразивними властивостями гірських порід або за промисловими даними конкретного родовища.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [14, 20]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Короткі відомості про технічні параметри прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
0 - 800	I - II	I - II	ЗЛГ - 444,5	90	370
800 - 2600	IV - V	IV	Ш295,3СЗ - ГВ	80	400
2600 - 4200	VII	V	Ш295,3ТЗ - ЦВ	77	400
4200 - 5000	VIII	VI	Ш190,5К - ГНУ	33	250

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву [14]. Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву. У того самого долота шарошки розрізняються по

виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса. Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування зубів на шарошці. У межах вінців, озброєння характеризується наступними параметрами: крок зубів; висота зуба; довжина зуба; кут при вершині. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною.

Таблиця 2.3

*Загальні дані про технологічні параметри шарошкових доліт*

Тип долота	Гірська порода	Категорія твердості
М	М'яка	1-2
МЗ	М'яка абразивна	1-3
МС	М'яка з прошарками середньої твердості	3-4
МСЗ	М'яка абразивна з прошарками середньої твердості	3-5
С	Середньої твердості	4-5
СЗ	Абразивна середньої твердості	4-6
СТ	Середньої твердості з прошарками твердої	5-6
Т	Тверда	6-7
ТЗ	Тверда абразивна	6-8
ТК	Тверда з прошарками міцної	7-8
ТКЗ	Тверда абразивна з прошарками міцної	7-10
К	Міцна	8-10
ОК	Дуже міцна	10-12

Долота за шарошковим виконанням охоплюють усі типи гірських порід (табл. 2.3): від м'яких до особливо міцних. Вони випускаються під шифрами М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК. Долота типу М, МС, С, СТ, Т випускаються зі сталевими зубами. При цьому зі збільшенням твердості порід зменшується висота зуба і крок, збільшується кут пригостріння і кількість зубів. Для абразивних порід застосовуються долота МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ. Тут шарошки озброєні твердосплавними зубками з клиноподібною вершиною. Долота типу ТК мають комбіноване озброєння – сталеві зуби і твердосплавні зубки з напівсферичною вершиною. Для міцних і дуже міцних порід застосовують до-

лота К и ОК, озброєні зубками з напівсферичною вершиною.

## 2.4 Вибір конструкції бурильної колони

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності стали. 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 [18].

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб (ОБТ), 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.

Розробка конструкції бурильної колони починається з обґрунтування компоновки низу бурильної колони (КНБК).

Розробка КНБК зводиться до визначення діаметра і довжини обважнених бурильних труб (ОБТ), обґрунтування конструкції КНБК що дозволяє дотримувати заданої траєкторії свердловини. Після розробки КНБК приступають до вибору бурильних труб для комплектування секцій і розрахункові довжин секцій.

Діаметр ОБТ визначають, виходячи з умов забезпечення найбільшої жорсткості перетину у даних умовах буріння, а довжину виходячи з навантаження на долото.

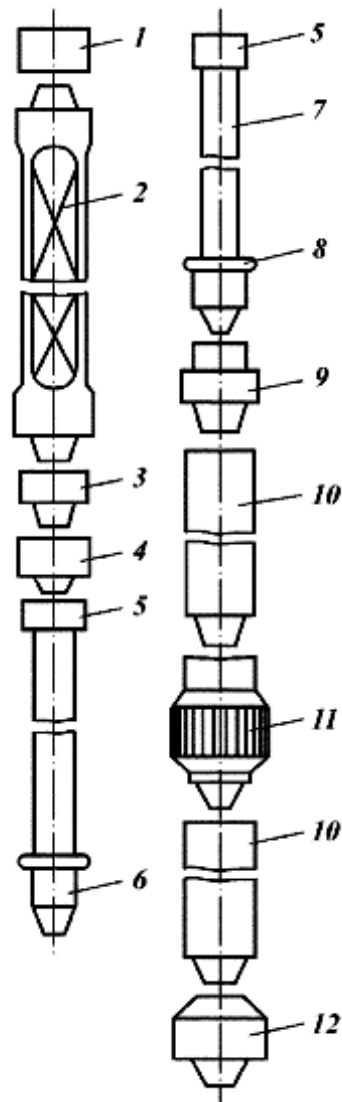


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони: 1 – верхній перевідник ведучої труби; 2 – ведуча труба; 3 – нижній перевідник ведучої труби; 4 – запобіжний перевідник; 5 – муфта замка; 6 – ніпель замка; 7 – бурильна труба; 8 – протектор; 9 – перевідник на ОБТ; 10 – ОБТ; 11 – центратор; 12 – наддолотний амортизатор

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

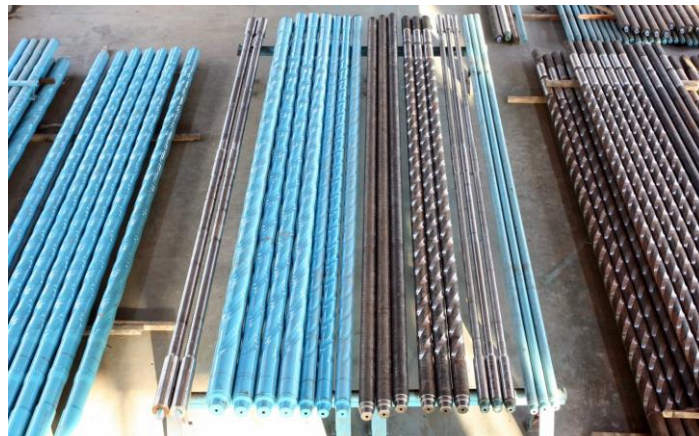


Рисунок 2.3. Обважені бурильні труби(ОБТ)

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

$$- \frac{d_{OBT}}{D_d} = 0,75 - 0,85; d_{OBT} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{OBT} = 146 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{BT}}{d_{OBT}} = 0,75 - 0,80; d_{BT} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо труби конструкції}$$

ТБВ із зовнішнім діаметром  $d_{BT} = 114$  мм.

Таблиця 2.4

Технічна характеристика бурових труб конструкції ТБВ  $\varnothing 114$  мм

Діаметр, мм		То- вщи на сті- нки, мм	Замок			Навантаження на розтяг до межі плинності					Ма- са 1 м, кг
зовніш- ній	мінімаль- ний за пе- рерізом тіла труби		Тип	внутр. діа- метр, мм	Різьба	Д	К	Е	Л	S,P (за API Spec 5DP)	
114	78	8	ЗШ-146	80	3-121	980	1320	1420	1710	-	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	-	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	3302	28,9

Компоновку низу бурової 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.

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{OBT} = \frac{KG_d}{q_{OBT} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.7)$$

де  $l_{OBT}$  – довжина ОБТ, м;

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

$G_d$  – осьове навантаження, Н;

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

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

$q_{OBT}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $q_{OBT} = 102,9$  кг.

$$l_{OBT} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,83}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м}$$

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  $l_{OBT} = 375$  м.

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

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

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

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

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{зн}^4 - d_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

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

$$l_{OBT}^{кр} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

Якщо  $l_{OBT} \geq l_{OBT}^{кр}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [19], для проектного випадку центратори необхідно встановити через кожні 125 м (загалом приймаємо 2 центратора).

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 комплексу 300 м (12 свічок) з труб ТБВ – 114, матеріал виготовлення - сталь групи міцності "Д" з товщиною стінки 10 мм.

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 (табл. 2.3, 2.4) [14].

Таблиця 2.5

Межа текучості матеріалу труб

Група міцності сталі	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Межа текучості матеріалу труб $\sigma_{тр}$ , МПа	380	500	550	650	750	900	1000

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m(G_{ОБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.9)$$

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

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

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

$G_{ОБТ}$  – вага ОБТ, Н;

$G$  – вага забійного двигуна, 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;

$Q_{nl}$  – 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 забійними двигуном  $K_1=1$ ; при роторному бурінні  $K_1=1,04$ ).

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

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(375 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 330) \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,078^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 811 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 800 \text{ м}$ .

Якщо сумарна довжина КНБК, ОБТ і першої секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої і наступних секцій визначається по формулі:

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

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

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН}; l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 506 \text{ м}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_2 = 500 \text{ м}$ .

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

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН}; l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 221 \text{ м}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_3 = 200 \text{ м}$ .

Четверта секція: сталь групи міцності К, товщина стінки – 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН}; l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 298 \text{ м}.$$

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

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

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН}; l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_5 = 400 \text{ м}$ .

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

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН}; l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 348 \text{ м}.$$



З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_6 = 325$  м.

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

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208_{\text{кН}}; l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 373_{\text{м}}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_7 = 350$  м.

Восьма секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки – 9 мм

$$Q_{p8} = \frac{1910}{1,04 \cdot 1,4} = 1311_{\text{кН}}; l_8 = \frac{1311 - 1208}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 407_{\text{м}}.$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_8 = 400$  м.

Дев'ята секція: сталь групи міцності Л, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p9} = \frac{2100}{1,04 \cdot 1,4} = 1442_{\text{кН}}; l_9 = \frac{1442 - 1311}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 476_{\text{м}}.$$

Десята секція: сталь групи міцності S, Р, товщина стінки – 10 мм

$$Q_{p10} = \frac{3302}{1,04 \cdot 1,4} = 2270_{\text{кН}}; l_{10} = \frac{2270 - 1442}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,88}{7,85}\right)} = 3000_{\text{м}}.$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$L_{10} = L_{cv} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{обт} + l_{нк})$$

$$l_{10} = 5000 - (800 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 350 + 400 + 475 + 375 + 300) = 600 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_{10} = 600$  м.

Розрахунок конструкції КНБК (рис. 2.4) та БК завершено.

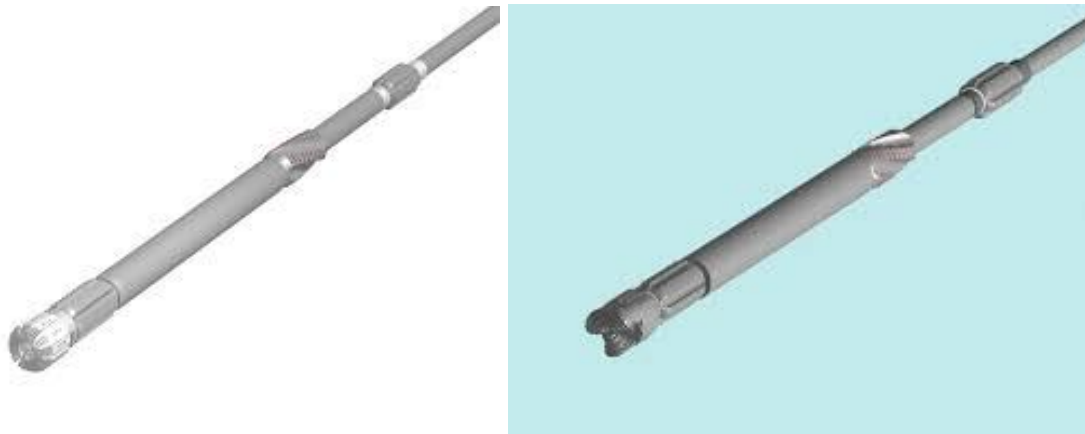


Рисунок 2.4. Конструкція типових КНБК

Узагальнені відомості про параметри бурильної колони, що компонується з БТ діаметром 114 мм представлено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Відомості про параметри бурильної колони, що komponується з БТ діаметром 114 мм

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			от	до			
10	10	S,P	0	600	600	0,289	174
9	10	Л	600	1075	475	0,289	79,475
8	9	Л	1075	1475	400	0,265	106
7	10	Е	1475	1825	350	0,289	101,15
6	10	К	1825	2150	325	0,289	93,925
5	9	К	2150	2550	400	0,265	106
4	8	К	2550	2825	275	0,242	66,55
3	10	Д	2825	3025	200	0,289	57,8
2	9	Д	3025	3525	500	0,265	132,5
1	8	Д	3525	4325	800	0,242	193,6
НК	10	Д	4325	4625	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	4625	5000	375	1,029	385,9
<b>РАЗОМ</b>							<b>≈ 1600</b>

КНБК - невід'ємна частина сучасного комплексу інструменту, що використовується під час буріння нафтових та газових свердловин. Призначення КНБК: запобігання небажаному викривленню стовбура вертикальних, похило-спрямованих і горизонтальних свердловин.

## 2.5 Вибір технологічно-обґрунтованих режимів буріння

Режим буріння – поєднання кількох важливих параметрів, які впливають на якість проведення бурових робіт. До них належить: осьове зусилля (навантаження) на долото –  $C_d$ ; частота обертання долота –  $n$ ; витрата промивальної рідини –  $Q$ ; властивості промивальної рідини [19].

Щоб вибрати правильний режим спорудження свердловини, потрібно: провести геологічні дослідження місцевості, де будуть вестися роботи; з'ясувати фізико-механічні властивості породи, якою проходить буровий інструмент; з'ясувати, чи може статися у свердловині викривлення стовбура останньої.

Після проведення необхідних геологічних досліджень вибирається буро-

вий розчин та бурильна установка. При виборі робочої рідини потрібно врахувати її основні показники: в'язкість, густину. Її кількості має бути достатньо, щоб забезпечити очищення вибію та винесення на поверхню шламу. Установки для буріння свердловин вибираються таким чином, щоб їх функціональні можливості були під час проведення робіт задіяні за максимумом. Це найважливіший параметр. Бурильне обладнання має бути ефективним. Тільки в цьому випадку вдасться забезпечити швидке та якісне виконання робіт із створення свердловин.

Для підвищення ефективності буріння може знадобитися змінити деякі параметри вибраного режиму. Але при ухваленні такого рішення важливо врахувати кілька моментів: міцність інструменту, що використовується для буріння; особливості вибраного методу буріння свердловини; технічні характеристики бурової установки.

Змінювати параметри вибраного режиму можна лише після ретельного аналізу та розрахунків. Потрібно зрозуміти, чи буде буріння при режимах з новими параметрами ефективним, економічним. Зміни наступних параметрів роблять найчастіше: регулювання витрати бурового розчину; зміна гідравлічної потужності обладнання.

Правильний вибір режиму та його параметрів дозволить виконати роботи з буріння оперативно.

Режими буріння поділяють на: 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 [21].

### 1. Необхідне осьове навантаження на долото $C_d$ .

$$C_d = k_{\Pi} r_{\text{ш}} F_k \quad (2.11)$$

де  $k_{\Pi}$  – коефіцієнт, що враховує вплив забійних умов на міцність гірських порід;

$r_{\text{ш}}$  – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

$F_k$  – площа контакту зубів долота с породою,  $\text{м}^2$ .

Значення коефіцієнта  $k_{\Pi}$  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 довідникових джерелах [24]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [ $C_d$ ].

Таблиця 2.7

Усереднені значення питомого навантаження для різних типів доліт

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

В практиці також широко застосовується методика визначення осьового навантаження, що використовує значення питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_{\partial} = c_{\Pi} D_{\partial}, \quad (2.12)$$

де  $c_{\Pi}$  – питоме навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.7), Н/м;

$D_{\text{д}}$  – діаметр долота, м.

ЗЛГ – 444,5  $C_{\partial} = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 520 \cdot 10^{-6} = 36400\text{Н} \approx 37 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=370 \text{ кН}$ .

Ш295,3СЗ – ГВ  $C_{\partial} = 0,7 \cdot 600 \cdot 10^6 \cdot 317 \cdot 10^{-6} = 133140\text{Н} \approx 134 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{ кН}$ .

Ш295,3ТЗ – ЦВ  $C_{\partial} = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 241 \cdot 10^{-6} = 337400\text{Н} \approx 338 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{ кН}$ .

Ш190,5К – ГНУ  $C_{\partial} = 0,7 \cdot 3000 \cdot 10^6 \cdot 125 \cdot 10^{-6} \approx 250000\text{Н} \approx 250 \text{ кН} = [C_{\text{д}}]=250 \text{ кН}$ .

## 2. Частота обертання долота.

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота.

ЗЛ(Г) – 444,5  $n_{\partial}=100 \text{ об/хв}$ .

Ш295,3СЗ – ГВ  $n_{\partial}=300 \text{ об/хв}$ .

Ш295,3ТЗ – ЦВ  $n_{\partial}=300 \text{ об/хв}$ .

Ш190,5К – ГНУ  $n_{\partial}=80 \text{ об/хв}$ .

## 3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{внб}} \quad (2.13)$$

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,  $\text{м}^2$ .

ЗЛГ – 444,5  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,4445^2 \cdot 0,4 = 0,062 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Ш295,3СЗ – ГВ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Ш295,3ТЗ – ЦВ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Ш190,5К – ГНУ  $Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ .

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{мін}} F_{\text{кп}} \quad (2.14)$$

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

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

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

при бурінні долотами великого діаметра  $V_{\text{мін}}=0,3-0,5 \text{ м}/\text{с}$  [14, 22].

$$\underline{3ЛГ - 444,5} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,114^2) \cdot 0,5 = 0,072 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3СЗ - ГВ} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,058 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш295,3ТЗ - ЦВ} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{Ш190,5К - ГНУ} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		$C$ , даН	$n$ , об/хв	$Q$ , дм <sup>3</sup> /с
3ЛГ – 444,5	0-800	3700	100	72
Ш295,3СЗ – ГВ	800-2600	13400	300	58
Ш295,3ТЗ – ЦВ	2600-3500	33800	300	41
Ш190,5К – ГНУ	3500-4200	25000	80	13

### Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.15)$$

де  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск в інтервалі свердловині 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 визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [14].

$$\text{- інтервал буріння 0-800 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 800)}{9,81 \cdot 800} \approx 1150 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 800-4200 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11600 \cdot 4200)}{9,81 \cdot 4200} \approx 1250 \text{ кг/м}^3;$$

- інтервал буріння 4200-5000 м:  $\rho_{пр} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 5000)}{9,81 \cdot 5000} \approx 1330 \text{ кг/м}^3$ .

### Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи (рис. 2.5)

[20]

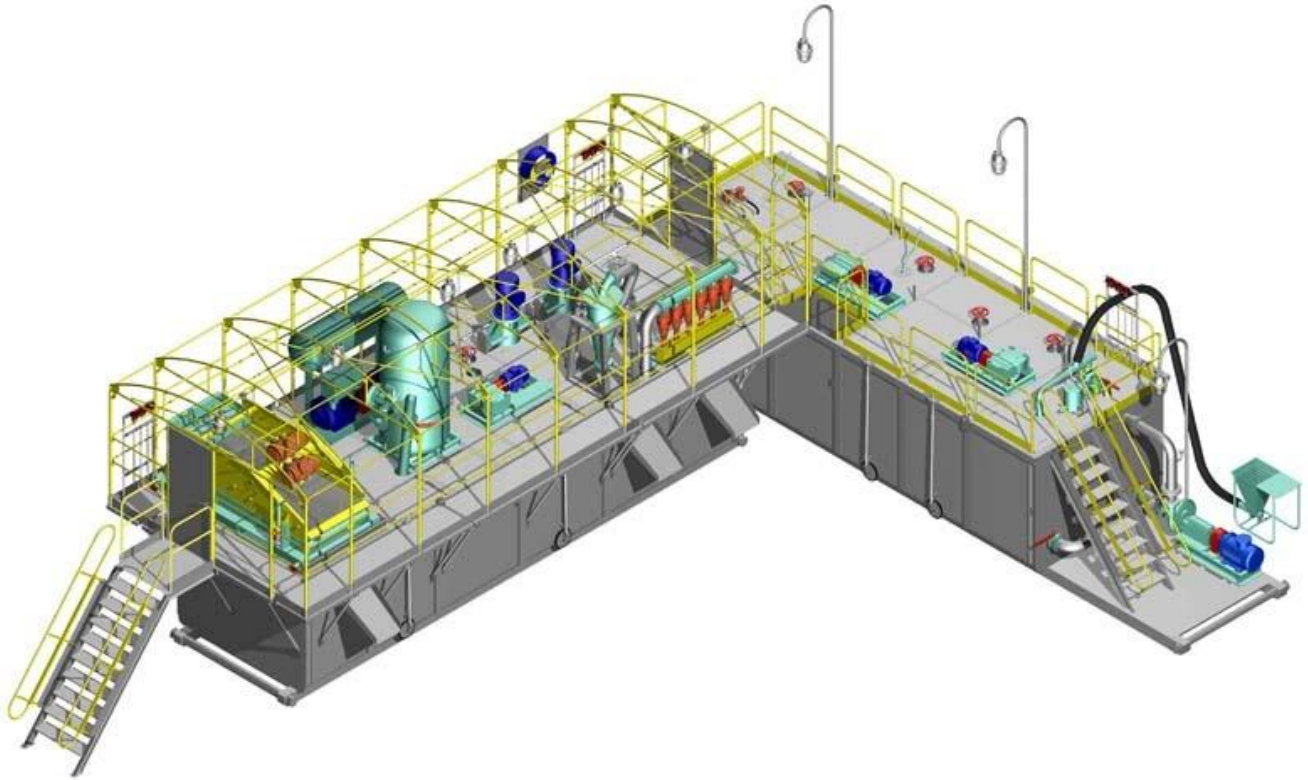


Рисунок 2.5. Циркуляційна система бурової установки

$$P = P_m + P_{кп} + P_z + P_{ОБТ} + P_{кпОБТ} + P_{обс} + P_d \quad (2.16)$$

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

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

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

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

$P_{ОБТ}$  - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

$P_d$  - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_{г}}{\eta_{пл}} \quad (2.17)$$

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

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

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

$D_c$  - діаметр свердловини,  $м$ ;

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

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де  $He$  – критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_{г}^2}{\eta_{пр}^2} \quad (2.18)$$

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

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{пр} - 7 \quad (2.19)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.20)$$

де  $F$  – площа поперечного перетину,  $м^2$ ;

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

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

За ламінарного режиму течії втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулами:



$$P_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B} \quad (2.21)$$

$$P_{\text{кз}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_{3\text{н}})} \quad (2.22)$$

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

$\beta_n, \beta_{\text{кп}}$  – поправочні коефіцієнти, які можна знайти відповідно до параметру Сен-Венана  $Sen$  для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пл}} V} \quad (2.23)$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l, \quad (2.24)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25} \quad (2.25)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left( 1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.26)$$

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

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.27)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;

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

$i$  – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{ПК}} \left( \frac{F}{F_{\text{КП}}} - 1 \right), \quad (2.28)$$

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,  $\text{м}^2$ ;

$F_{\text{КП}}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку,  $\text{м}^2$ .

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

де  $l$  – довжина бурильних труб однакового діаметра;

$l_T$  – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.29)$$

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

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.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.30)$$

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;

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

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

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}}, \quad (2.31)$$

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати.

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  $P_{мд}$ , щоб виконувалися умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{мд} < P_{кр}$$

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

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}} \quad (2.32)$$

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

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

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

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9\text{м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,022} = 10797$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,094^2}{0,022^2} = 104407$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 104407^{0,58} = 8045$$

Тому що  $Re > Re_{\text{кр}}$  – режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{10797} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_m = 0,035 \frac{1,9^3}{2} \frac{1330}{0,094} 4625 = 3,8 \cdot 10^6 \text{Па} = 3,8 \text{МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{нл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018\text{м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7\text{м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022} = 3237$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,022^2} = 69150$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 69150^{0,58} = 6782$$

Тому що  $Re < Re_{\text{кр}}$  – режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022 \cdot 0,7} = 21$$

$$p_{\text{кр}} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 4625}{0,8 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 1,1 \cdot 10^6 \text{Па} = 1,1 \text{МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{4625}{12,5} = 370_{\text{шт.}} \quad \xi_1 = 1,5 \cdot \left( \frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2$$

$$\xi_2 = 1,5 \cdot \left( \frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_s = 1330 \cdot 370 \cdot \left[ \left( 1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left( 0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,96 \cdot 10^6 \text{Па} = 1 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004_{\text{м}^2}$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,022} = 13419$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0683^2}{0,022^2} = 55120$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 55120^{0,58} = 6205$$

Тому що  $Re > Re_{\text{кр}}$  – режим руху турбулентний, тоді

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{13419} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{\text{ОБТ}} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1330}{0,0683} 375 = 1,3 \cdot 10^6 \text{Па} = 1,3 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012_{\text{м}^2}$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022} = 2959$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,022^2} = 23399$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 23399^{0,58} = 4597$$

Тому що  $Re < Re_{\text{кр}}$  – режим руху ламінарний, тоді

$$Sen = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022 \cdot 1,1} = 8$$

$$P_{\text{кнОБТ}} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 375}{0,65 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,2 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,2 \text{ МПа.}$$

#### Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{\text{обв}} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1330 \cdot 0,013^2 = 0,14 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,14 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_{\partial} = 0,8 \cdot 32 - (3,8 + 1,1 + 1 + 1,3 + 0,2 + 0,14) = 18 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_{\partial} = \mu_{\partial} \sqrt{\frac{2P_{\partial}}{\rho_{np}}}, \text{ м/с}$$

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

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

$$V_{\partial} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1330}} = 126 \text{ м/с.}$$

Тому підбирають такі значення  $V_{д}$  і  $P_{m\partial}$ , 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  $f_{д}$  гідромоніторного долота

$$f_{\partial} = \frac{0,013}{126} = 0,000103 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{н} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000103}{3,14 \cdot 3}} = 0,0066 \quad \text{м} = 6,6 \text{ мм.}$$

Розрахунок стандартної гідравлічної програми завершено.

## 2.6 Можливі ускладнення та аварії при бурінні

За визначенням, ускладненнями при бурінні називають такі ненормальні ситуації в свердловині, при яких подальша її проходка стає неможливою або коли буріння продовжується, але різко знижується його продуктивність [19].

Аваріями при бурінні називають такі відхилення від нормального ходу робіт, що призводять до передчасного виходу з ладу частини або всього устаткування (інструменту) і до непродуктивного простою свердловини, у результаті порушення технологічного процесу буріння. Аварії можуть бути з наземним устаткуванням (з буровою вишкою, верстатом, двигуном, насосом, талевою системою) і всередині свердловини. Іноді аварії призводять до втрати свердловини.

Проблеми, пов'язані з проводкою нафтогазових 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» [20]. Напряга в гірській породі спільно з поровим тиском прагнуть відновити існуючу рівновагу пластів, що примушує їх деформуватися у напрямі стовбура свердловини.

Присутність на контакті з гірською породою чужорідного середовища (бурового промивального розчину) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення і тому подібне [16]. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і у результаті можуть істотно перетворювати властивості гірських порід в навколостовбурному просторі свердловини в порівнянні з первинними в природному заляганні. Особливо небезпечне підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хемогенних гірських порід.

Знеміцненню порід в стінках свердловини також сприяє розвиток втомних явищ, що відбуваються під впливом гідродинамічних ударів і змінного тиску в стовбурі при спускопідймальних операціях [14]. При циркуляції промивального агента по стовбуру порушується температурний режим гірських порід в стінках свердловини, що також викликає появу додаткової напруги. Нарешті, на контакті пластових флюїдів з промивальним агентом можуть спостерігатися тривалі або короточасні порушення гідродинамічної рівноваги, і в таких випадках рухливе середовище (рідина або газ) під дією різниці тисків буде легко пе-

ретікати в область зниженого тиску. Може виникнути перетікання промивального агента в оточуючий стовбур гірські породи або, навпаки, пластових рідин в стовбур свердловини. Усі ці порушення рівноважного стану в пристовбурному просторі свердловини і на її стінках несприятливо позначаються на процесі поглиблення і ускладнюють його.

На боротьбу з ускладненнями в глибокому бурінні витрачається в середньому до 20 - 25% загального часу на спорудження свердловини [18]. На практиці одне виникле ускладнення нерідко тягне собою інше (поглинання бурового розчину може викликати приплив з високонапірного горизонту; осипи і обвали - затягування інструменту і так далі) а поєднання декількох ускладнень в одному стовбурі надзвичайно ускладнює завдання їх ліквідації і призводить до значних витрат часу і засобів. Неліквідоване ускладнення може стати причиною аварії. Аварія в бурінні і пов'язані з нею аварійні роботи призводять до непродуктивної втрати робочого часу, недоцільного витрачання трудових ресурсів, значних матеріальних і фінансових витрат.

Цілісність (стійкість) стінок свердловини залежить від таких факторів.

Геологічних: напруженого стану порід у незайманому масиві; будівлі, структурних зв'язків і літофаціальних особливостей гірських порід; фізико-механічних властивостей, у тому числі пористості, проникності, вологості, міцнісних і пластичних характеристик гірських порід; вмісту флюїду (пластових вод, газу, нафти); характеру й умов залягання порід (кута нашарування, ступеня дефектності, неоднорідності, тріщинуватості, шаруватості, перем'ятості); наявності інших геологічних факторів (тектонічних сил; порушень; аномально високих пластових тисків, що призводять до викидів і гірських ударів).

Техніко-технологічних: параметрів промивальної рідини та її фізико-хімічної активності стосовно гірських порід, у тому числі: щільності, від якої залежить протитиск на стінки свердловини; в'язкості й водовіддачі, від яких залежать гідророзрив і утримувальне зусилля; фільтрації; кіркотворення; набухливості й розмокання порід; темпу та якості регулювання властивостей промивальної рідини; швидкості циркуляції промивальних рідин і кількості інтенсив-



них тривалих промивань, що прискорюють ерозійний процес руйнування гірських порід; гідродинамічного і температурного режимів (амплітуди і частоти коливань гідродинамічного тиску і змін температури на стінках свердловини); механічних впливів різальних і зігнутих частин бурового снаряда при спуско-підймальних операціях і бурінні; пророблення стовбура; способу буріння; компонування інструменту; типу породоруйнівного інструменту, від якого залежить ефект поршня при спуско-підймальних операціях; розташування стовбура відносно розбурюваного масиву; тривалості буріння (часу перебування порід у незакріпленому стані).

Організаційних: технічної оснащеності; культури на буровій; інженерно-технічної підготовленості бурового майстра і бригади; правильного вибору профілактичних заходів і способу ліквідації ускладнень, що почалися; стану контролю над технологічним процесом буріння свердловини; кліматичних умов.

Одночасна дія всієї сукупності факторів, що визначають стійкість стінок буримої свердловини, малоімовірна. У кожному конкретному випадку для визначення найбільш правильних мір і форм боротьби з утратою стійкості стовбура необхідно встановити вид, кількість і першорядність впливу цих факторів.

Найбільше число аварій з елементами бурильної колони (ніпелями, замками, муфтами, ОБТ, перевідниками) відбувається унаслідок втомних руйнувань металу, виникаючих при частій зміні величини навантаження і напряму його дії. Проте основними причинами аварій з бурильними трубами і їх елементами є порушення технології проходки свердловин і правил експлуатації бурильних колон і їх складових частин.

Руйнування бурильних труб по тілу труби відбувається через їх надмірний знос і з інших причин (наявність браку в металі труби і т. д.). Руйнування різьбових з'єднань часто відбувається в результаті збільшення навантаження на різьблення, унаслідок заїдання трубного різьблення і т.д. Аварії з бурильними трубами також відбуваються і з інших причин: падіння бурильної колони через поломку і несправність спуско-підймального інструменту або гальмівної сис-

теми, руйнування її елементів і т. д.

Прихват – це така аварія, при якій бурильну колону, що знаходиться в свердловині, не можна витягнути без проведення додаткових робіт. В даний час це найчисленніший і найважчий вид аварій [20, 22]. Значне число прихватів відбувається в результаті заклинювання низу бурильної колони при її спуску в призабійній зоні. В основному аварії цього вигляду приурочені до зон звуження ділянок стволу, а також до зон, де можливі осипи та обвали стінок свердловини. Основне число прихватів унаслідок прилипання бурильної колони до стінок свердловини відбувається там, де буріння ведеться в породах, схильних до набухання, із застосуванням неякісних розчинів. Часто зустрічаються прихвати колон унаслідок утворення сальників. Як правило, механізм їх виникнення зводиться до наступного. На якійсь ділянці стовбура свердловини (збільшення перетину стовбура, каверні і т. д.) різко падає швидкість руху бурового розчину і породи, що знаходиться в ньому. Остання прилипає до елементів бурильної колони та колонкового снаряда. При цьому зменшується площа перетину кільцевого простору і з часом воно закупорюється все новими і новими скупченнями породи. Швидкому утворенню сальників сприяють наявність в стовбурі рихлої і товстої глинистої кірки, а також велика кількість шламу, невелика швидкість висхідного потоку промивальної рідини, погане очищення бурового розчину і ін.

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.

## **2.7 Вибір потрібного бурового обладнання**

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності, приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ЕК-БМЧ (рис.

2.6) [18], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 5000 м в районах з помірним кліматом.



Рисунок 2.6. Бурова установка УРАЛМАШ 5000/320 ЕК-БМЧ

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 5000/320 ЭК-БМЧ**

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	385
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	5000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	дизель-електричний
<b>Вишка ВМА 45-320</b>	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8
<b>Основа</b>	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
<b>Талева система</b>	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
<b>Лебідка ЛБУ 37-1100Д</b>	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	1100
<b>Вертлюг УВ- 320 МА</b>	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200
<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>	270
Кількість східців очищення	4

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

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна 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 лебідки ЛБУ 37-1100Д**

Максимальна вантажопідйомність, т	250 270 320
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	1100
Діаметр талевого каната, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5X6); 12 (6X7)
Число швидкостей обертання підйомного валу	2
Розміри підйомного барабана (діаметр / довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	приводний електродвигун
Гальмівна система (додаткова)	пневматична дискова колодка для аварійної зупинки і фіксації
Привід додатковий	під'їм і опускання вишки, аварійний підйом труб
	привід від електродвигуна постійного струму з функціями РПД
Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

**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-270МА**

Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (по нормах API), тс	145

Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьблення перевідника для з'єднання з ведучою трубою (ліве)	3-152Л
Приєднувальне різьблення (ліве)	3-152Л
Висота (без перевідника), 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:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.34)$$

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 ( $K_1=4$ ).

$$T = \frac{4 \cdot 1600}{2 \cdot 632,3} = 4,9$$

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

Розрахунок талевої системи завершено.

## 2.8 Деякі питання вдосконаленням режимних параметрів процесу поглиблення вибою

Ефективність руйнування гірських порід при проводці свердловини залежить від комплексу чинників: осьового навантаження на долото ( $G$ ), частоти обертання долота ( $\omega$ ), витрати  $Q$  і параметрів бурового розчину ( $\rho$ ,  $T$ ), типу до-

лота, геологічних умов, механічних властивостей гірських порід [14]. Виділяють керовані параметри режиму буріння ( $G, \omega, Q, \rho, T$ ), які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на вибої, і чинники, які неможливо оперативно змінювати. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, і називається режимом буріння. При бурінні гідромоніториними долотами на показники роботи великий вплив чинить енергія струменів з насадок долота, яка є функцією швидкості витікання і діаметру струменя.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників (за даних умов буріння), називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання, наприклад – провідка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини, максимального виходу керна, якісного розкриття продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними [18].

Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра залежить від рівня іншого.

Поєднання параметрів, яке забезпечує досягнення найкращих показників роботи цього долота, за допомогою цієї бурової установки називають оптимальним режимом буріння. Режим буріння називають швидкісним, якщо на цьому етапі досягнуті найвищі показники роботи доліт і використані потужніша бурова установка і досконаліші технічні засоби в порівнянні з тими, які застосовуються для масового буріння свердловин на цій площі.

Якщо поєднання параметрів вибирають не для отримання високих показників роботи долота, а з метою запобігання викривленню свердловини, примусового викривлення її із заданою інтенсивністю в потрібному напрямі, поліпшення ефективності відбору керна і т.д., - то режим буріння називають спеціальним.

#### Параметр – осьове навантаження

Руйнування гірської породи на вибої механічним способом неможливе без створення осьового навантаження на долото (рис. 2.7). Чим вище осьове на-

вантаження ( $G$ ) - тим вище і механічна швидкість буріння ( $v_m$ ), причому темп її зростання для м'яких порід швидший, оскільки тут більше глибина занурення зубів в породу. Відомо, що використання поверхнево-активних речовин (ПАР) – так званих понижувачів твердості, збільшує швидкість буріння.

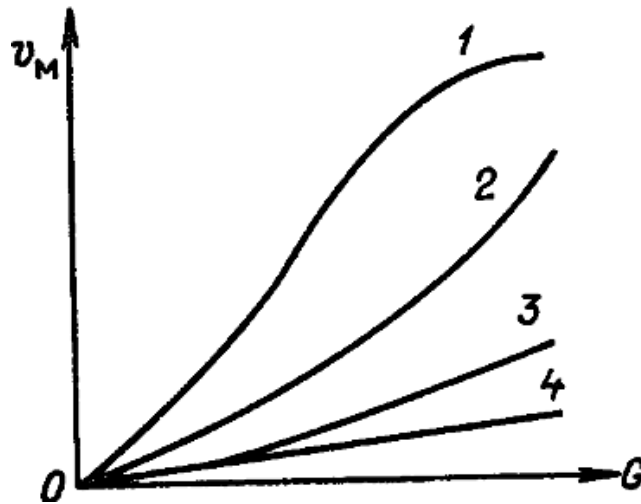


Рисунок 2.7. Залежність швидкості буріння ( $v_m$ ) від осьового навантаження ( $G$ ) для різних порід: 1 – м'які; 2 – середньої твердості; 3 – тверді; 4 – міцні породи

Із збільшенням усебічного стискування і, отже, глибини залягання породи, - підвищується пластичність її і зменшується об'єм лунки, що утворюється при втискуванні зуба долота [20]. Тому, для розбурювання породи, що залягає на великій глибині, вимагається долото з меншим кроком, чим для розбурювання породи на значно меншій глибині, але зменшення кроку веде до зниження контактного питомого тиску на породу і, отже, до менш ефективного буріння.

В той же час, збільшення глибини занурення зуба внаслідок пластичної деформації породи створює сприятливі умови для її сколювання і для застосування доліт з підвищеним коефіцієнтом ковзання. Таким чином, збільшення сколюючої дії в деякій мірі компенсує погіршення ефективності руйнування шляхом втискування.

Проходка на долото залежить від швидкості руйнування породи і тривалості роботи його на вибої, тобто від довговічності.



Зазвичай, швидкість буріння, навіть при високошвидкісному бурінні, складає не більше 1 - 3 м/год.

Механічна швидкість проходки при збільшенні осьового навантаження і незмінній швидкості обертання долота росте швидше, ніж при збільшенні швидкості обертання і постійному осьовому навантаженні. Потужність на долоті лінійно залежить від швидкості обертання і осьового навантаження. Звідси витікає, що форсувати режим буріння шарошковими долотами вигідніше шляхом підвищення осьового навантаження на долото і зниження швидкості обертання, оскільки при цьому сповільнюється знос озброєння і опор.

Із збільшенням глибини зростає час на заміну зношеного долота новим, тому збільшення проходки за рейс, що досягається шляхом підвищення осьового навантаження і зниження швидкості обертання долота, веде до зростання рейсової швидкості.

Великий вплив параметри режиму чинять на довговічність опор шарошкових доліт [22]. Основними причинами виходу з ладу опор є поява великого люфту в підшипниках через стирання тіл кочення і бігових доріжок і втомне руйнування їх під впливом великих змінних значень контактної напруги. Із зростанням осьового навантаження зменшується термін служби опор при незмінній швидкості обертання долота.

Під швидкістю зносу розуміють об'єм зношеного металу озброєння долота в одиницю часу. Найінтенсивніше зуби зношуються на початку роботи долота, поки площа контакту їх з породою мала, а контактний тиск великий. У міру їх зносу і збільшення площі контакту зменшуються контактний тиск і швидкість зносу. Тому механічна швидкість проходки найінтенсивніше знижується також в початковий період роботи долота на вибої.

Але для отримання високих механічних швидкостей буріння при достатньому очищенні вибою необхідно створювати на долото високе навантаження, що обмежується лише міцністю бурильної колони і передаваним (від ротора або від вибійного двигуна) крутним моментом.

Проте доцільність такого режиму буріння з граничним осьовим навантаженням вимагає складнішого техніко-економічного аналізу з урахуванням прискореного зношування опор і озброєння доліт, можливості отримання максимальної проходки на долото, зниження частоти обертання і фактичної потреби в більшій витраті бурової промивальної рідини.

При бурінні руйнується не лише порода вибою, але і озброєння самого долота, а в шарошкових долотах ще і підшипники. Будь-яка зміна параметрів режиму позначається на інтенсивності зносу долота, а у міру його зносу знижується і механічна швидкість проходки. Найінтенсивніше зуби зношуються на початку роботи долота, поки площа контакту їх з породою мала, а контактний тиск великий. У міру їх зносу і збільшенні площі контакту – зменшуються контактний тиск і швидкість зносу.

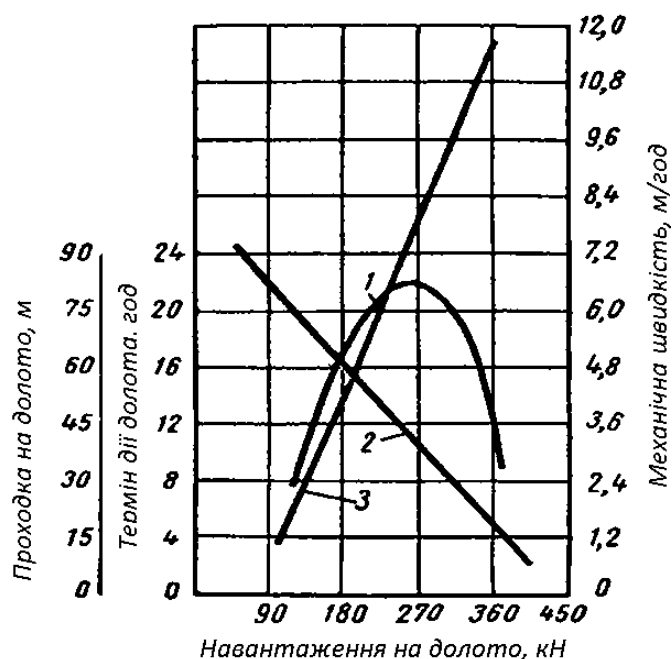


Рисунок 2.8. Залежність проходки за рейс (1), довговічності долота (2) і механічної швидкості проходки (3) від осьового навантаження при постійній швидкості обертання

Швидкість зносу зростає пропорційно осьовому навантаженню, поки контактний тиск не досягне деякого значення, залежного від межі плинності матеріалу зубів, а при високих швидкостях обертання – від межі їх витривалості. При подальшому підвищенні осьового навантаження темп приросту швидкості зносу істот-

но збільшується. Швидкість зносу росте пропорційно швидкості обертання долота (навіть швидше – при бурінні в твердих породах).

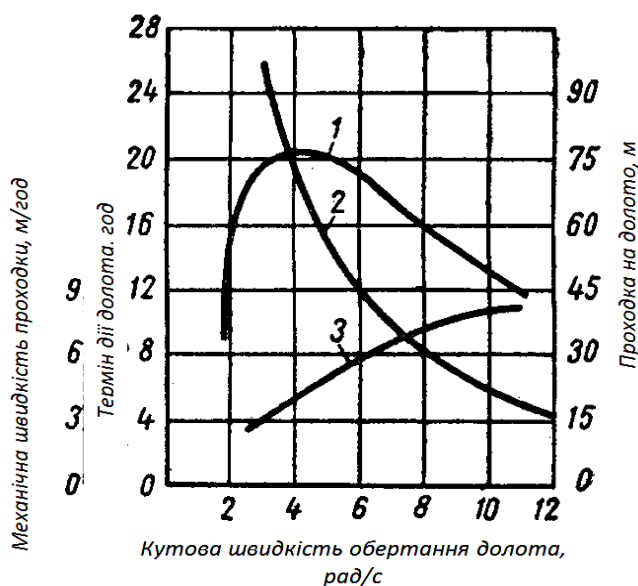


Рисунок 2.9. Залежність механічної швидкості проходки (3), довговічності долота (2) і проходки за рейс (1) від швидкості обертання при постійному навантаженні

Відомо, що проходка на долото залежить від механічної швидкості поглиблення і довговічності долота, які у свою чергу залежать від параметрів режиму буріння, тому проходка на долото також залежить від тих же параметрів. Приклад цієї функціональної залежності при бурінні в переважно твердих породах наведений на рис. 2.8 і 2.9. При цій швидкості обертання долота, як видно з наведених ілюстративних даних, існує тільки одне оптимальне значення осьового навантаження, при якому забезпечується отримання найвищої проходки конкретним долотом в певній породі, а при цьому осьовому навантаженні існує одне оптимальне значення швидкості обертання, при якому досягається найбільша проходка за рейс вибраним долотом в цій породі. Необхідно зазначити, що будь-яке довільне відхилення від цих оптимальних значень осьового навантаження і швидкості обертання – веде до зниження проходки за рейс, навіть у тому випадку, якщо механічна швидкість проходки при цьому зростає.

#### Параметр – частота обертання

За умов зміни частоти обертання долота ( $\omega$ ) змінюється число поразок вибою зубами шарошкового долота. Критична частота обертання знаходиться в

межах 100 - 200 хв<sup>-1</sup>; при подальшому підвищенні частоти обертання темп зростання механічної швидкості буріння вже знижується.

При певних частотах обертання можливий збіг (резонанс) частот власних і вимушених коливань низу бурильної колони, що призводить до підвищення ефективності руйнування, збільшення механічної швидкості.

Механічну швидкість проходки розраховується як твір величини поглиблення вибою за один оборот долота на загальне число оборотів в одиницю часу [15].

Величина поглиблення за один оборот долота не залежить від швидкості обертання тільки в області поверхневого руйнування породи, а вже при вищих контактних тисках – вона зменшується із збільшенням швидкості обертання з кількох причин:

- із зростанням швидкості обертання скорочується тривалість контакту зуба з породою і при великій швидкості тривалість контакту може виявитися недостатньою для руйнування; темп зниження величини поглиблення за один оборот долота тим вище, чим більше осьове навантаження на вибій.

- для видалення роздробленої або сколеної породи при високій швидкості обертання долота часу, з моменту дії зуба однієї шарошки до моменту дії зуба іншої шарошки, може виявитися недостатньо для видалення породи, зруйнованої попереднім зубом, і наступний зуб вимушений повторно подрібнювати шлам, що залишився;

- швидкість обертання посилює знос зубів шарошок, збільшується їх площа контакту з породою і, отже, зменшується контактний тиск зубів на породу;

- через пружинячий ефект раніше вибурених, але не видалених з вибою часток породи, зменшується сила удару зубів долота об породу (також пружинячий ефект виникає при високому тиску промивальної рідини, яку витісняють зуби долота при перекочуванні по вибою).

Практика буріння показує наступне: якщо механічна швидкість проходки не перевищує 15 м/год, то збільшувати витрату промивальної рідини при роторному бурінні і бурінні електробурами доцільно лише до тих пір, поки швидкість висхід-

ного потоку не досягне 0,5 - 0,75 м/с. При подальшому збільшенні витрати в більшості випадків потрібна гідравлічна потужність зростає так значно, що додаткові витрати засобів на підвищення потужності не виправдовуються невеликим приростом механічної швидкості проходки.

Параметр – витрата бурового розчину

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і вибою, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення. Вплив витрати розчину на механічну швидкість буріння показаний на рис. 2.10.

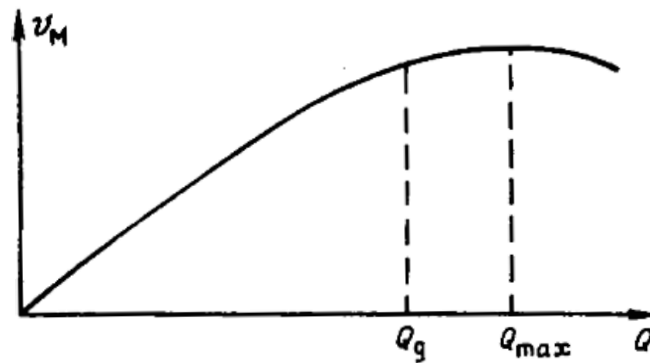


Рисунок 2.10. Залежність швидкості буріння ( $v_m$ ) від витрати промивального розчину ( $Q$ )

Як видно з рис. 2.10, доки забезпечується своєчасне і повне видалення шламу, механічна швидкість продовжує підвищуватися із збільшенням витрати розчину майже лінійно, до деякої величини, потім дещо знижується.

У разі підвищення частоти обертання збільшується швидкість подачі розчину на вибій і полегшується зважування шламу [20].

На довговічності опор позитивно впливає і поліпшення очищення вибою від вибурених часток (зниження концентрації їх в промивальній рідині в привибійній зоні) за рахунок збільшення витрати рідини і, особливо, за рахунок гідравлічної потужності в насадках гідромоніторного долота. У підшипники шарошок поступає менш забруднена рідина, і термін їх служби до зносу помітно зростає. Поліпшення очищення вибою веде також до зниження витрати енергії на повторне подрібнення вибурених уламків і до підвищення механічної швидкості проходки. Наприклад, при заміні звичайних доліт на гідромоніторні і при

підтримці швидкості струменя на рівні 60 - 75 м/с при роторному бурінні проходка за рейс зростає на 30 - 50% і більш.

Довгий час, особливо із розвитком турбінного буріння, загальною тенденцією було буріння при підвищених витратах розчину, що досягали 25 - 35 л/с – для доліт діаметром 191 мм і 50 - 65 л/с – для доліт діаметром 269 - 295 мм. Але досвід буріння і дослідження показують, що цілком достатні витрати 15 - 25 і 40 - 45 л/с відповідно. Для поліпшення очищення вибою важливо не збільшувати витрату понад цих величин, а удосконалювати напрям потоків на вибої і підвищувати (оптимізувати) швидкості витікання розчину з насадок.

На механічну швидкість буріння істотно впливає густина бурового розчину. При підвищенні густини від  $\rho = 1 \text{ г/см}^3$  до  $1,3 < \rho < 2,4 \text{ г/см}^3$  механічна швидкість, за інших рівних умов, знижується від 10 до 100%. Найбільша механічна швидкість виходить при продуванні свердловини повітрям, дещо нижче при промиванні аерованою рідиною.

Вплив густини розчину на механічну швидкість буріння пояснюється підвищенням гідростатичного тиску на вибій і зростанням перепаду тиску між свердловиною і розбурюваним пластом, внаслідок чого погіршуються умови утворення тріщин, оскільки виколювані частки притискаються до масиву.

З пониженням густини більшою мірою проявляється ефект нерівномірного усебічного стискування, що полегшує руйнування порід. З підвищенням густини бурового розчину, для досягнення об'ємного руйнування порід, вимагається підвищення осьового навантаження, а при бурінні з промиванням аерованою рідиною і продуванням повітрям, відносно високі механічні швидкості можуть бути досягнуті і при меншому осьовому навантаженні. Чим вище проникність порід і більше водовіддача (фільтрація), менше в'язкість фільтрату, нижче частота обертання, більше тривалість контакту – тим слабкіше вплив густини розчину, оскільки тиск на вибої і на глибині сколювання встигає зрівнятися.

Розчини з в'язко-пружними властивостями відносно краще виносять шлам з вибою при невеликих витратах і низьких частотах обертання. Поверх-

нево-активні властивості фільтрату, добавки ПАР в розчині полегшують розвиток тріщин, перешкоджають їх стулюванню, і через це прискорюється проходка [23]. Змащуючі добавки зменшують втрати на тертя і дають можливість відпрацювати долота при підвищених осьових навантаженнях. При збільшенні концентрації твердих часток знижується швидкість буріння.

Значне зростання механічної швидкості проходки досягається у тому випадку, коли швидкість струменів, витікаючих з гідромоніторних доліт перевищує критичне значення 60 - 75 м/с, чим вище твердість порід – тим вище має бути і швидкість.

Поліпшення очищення вибою від вибурених часток і зниження концентрації їх в промивальній рідині в привибійній зоні, що досягається збільшенням витрати рідини і, особливо, гідравлічної потужності, яка реалізовується в насадках гідромоніторного долота, позитивно позначаються на довговічності опор.

Поліпшення очищення вибою веде також до зниження витрати енергії на повторне подрібнення вибурених уламків і відповідного збільшення енергії, що витрачається безпосередньо на руйнування породи, а отже, до підвищення механічної швидкості проходки.

Однією з причин зниження механічної швидкості проходки із збільшенням глибини свердловини є збільшення твердості гірських порід. З досвіду буріння відомо, що із збільшенням тиску стовпа промивальної рідини у свердловині, механічна швидкість проходки різних порід змінюється не однаково (рис. 2.11): при розбурюванні одних порід вона може зменшитися кратно, а при розбурюванні інших – дещо знижується або навіть залишається незмінною.

На характер зміни швидкості проходки із зростанням гідростатичного тиску впливають і інші чинники. Наприклад, розглянемо вплив різниці між тиском стовпа промивальної рідини у свердловині і поровим тиском в розбурюваній породі (диференційний тиск): чим більше ця різниця, тим більше сила, що притискає вибурені частки до материнської породи, тим важче видалити їх з вибою і, отже, доводиться витрачати більше енергії на їх подрібнення. Для від-

ділення від вибою вибуреної частки породи необхідно щоб тиск в мікрощілині між часткою і материнською породою став рівним тиску стовпа промивальної рідини і тоді мікрощілина заповниться рідиною (пластова рідина, промивальна рідина або фільтрат). Швидкість заповнення мікрощілини залежить від проникності породи, в'язкості пластової рідини, а також реологічних властивостей промивальної рідини, від її водовіддачі і від в'язкості фільтрату. Чим вище проникність породи і менше в'язкість рідини, що насичує вибійний породний масив, тим швидше мікрощілина заповнюється рідиною і тим менше вплив тиску стовпа промивальної рідини на механічну швидкість проходки. Наприклад, при розбурюванні високопроникного вапняку, поровий тиск в якому дорівнює тиску стовпа води (промивальна рідина), тиск останньої практично не впливає на швидкість проходки (рис. 2.11, крива 1). При розбурюванні малопроникного мармуру, з промиванням чистою водою, механічна швидкість проходки знижується, хоча і повільно (рис. 2.11, крива 2). У практично непроникний глинистий сланець вода проникає у край повільно, тому підвищення порового тиску до тиску, що створюється промивальною рідиною, ускладнене, а отже механічна швидкість проходки із зростанням тиску стовпа промивальної рідини тут знижується значно (рис. 2.11, крива 3).

Особливо різко падає механічна швидкість проходки при збільшенні різниці між тиском промивальної рідини і поровим тиском до 7 - 10 МПа. Звідси витікає, що при бурінні необхідно прагнути до підтримки рівноваги між поровим тиском в розбурюваній породі і тиском стовпа промивальної рідини шляхом регулювання її густини, наприклад, використовуючи продування повітрям. Так, при бурінні свердловин завглибшки 2000 - 3000 м з продуванням повітрям, механічна швидкість проходки зростає в 2 - 3 рази, а проходка за рейс в 5 - 10 разів.

При бурінні з промиванням ньютонівськими рідинами (вода, нафта) механічна швидкість проходки зменшується із зростанням в'язкості. Чим вище в'язкість рідини, тим товще шар з ламінарним режимом течії – тим менше швидкість течії в ньому, а зниження швидкості течії утрудняє видалення з вибою



вибурених часток, навіть після заповнення рідиною мікрощілин і вирівнювання тисків.

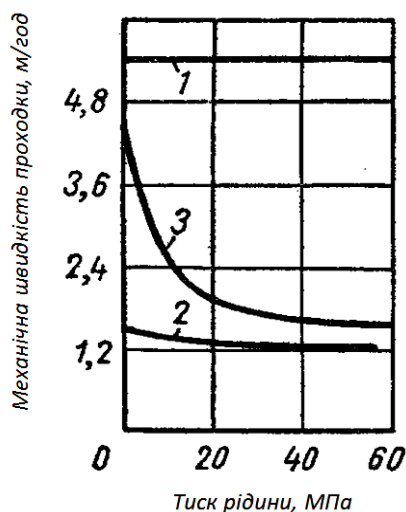


Рисунок 2.11. Вплив тиску стовпа промивальної рідини на механічну швидкість проходки залежно від проникності порід: 1 – високопроникний вапняк; 2 – малопроникний мрамур; 3 – непроникний глинистий сланець

При використанні для промивання рідин, що містять тверду фазу, механічна швидкість проходки зменшується із збільшенням вмісту твердих часток, причому темп зниження швидкості проходки особливо значний в області малих концентрацій твердої фази. Зниження механічної швидкості проходки викликане утворенням на поверхні вибою фільтраційної кірки (чи шару) з часток твердої фази. Така кірка різко зменшує швидкість фільтрації рідкої фази з бурового розчину в мікрощілині, що присутні в породі.

Механічна швидкість проходки знижується із зменшенням водовіддачі. Це пояснюється як утворенням міцнішої кірки, що утрудняє видалення уламків, так і зниженням швидкості проникнення фільтрату в мікрощілині породи і уповільненням темпу вирівнювання тисків [22].

У промивальній рідині майже завжди знаходяться поверхнево-активні речовини (ПАР), здатні при адсорбції на поверхні гірської породи зменшувати її міцність і тим полегшувати руйнування її долотом. Найпомітніше цей ефект (ефект Ребіндера) проявляється при розбурюванні твердих порід в режимі поверхневого або втомного руйнування. Так, у ряді випадків, при бурінні з промиванням водними розчинами ПАР механічна швидкість проходки збільшува-

лася в 1,3 - 2,5 рази. Як ПАР можуть використовуватися мінеральні ( $NaOH$ ,  $Na_2CO_3$ , силікати натрію та ін.) і органічні (сульфонол та ін.), електроліти, неіоногенні ПАР (марки ОП-10 та ін.), а також колоїди і деякі високомолекулярні з'єднання в незначних концентраціях (від 0,05 до 0,5 - 1%). Але деякі ПАР, полегшуючи руйнування гірських порід, одночасно значно збільшують знос озброєння або підшипників доліт, що може привести до зниження проходки за рейс [19].

Із збільшенням в'язкості, граничної динамічної напруги зрушення або густини промивальної рідини, при незмінній швидкості промивання, зростають гідравлічні опори в циркуляційній системі і тиск, який повинні створювати бурові насоси, а отже, гідравлічна потужність на промивання свердловини. Тому при заміні однієї промивальної рідини, наприклад води, іншою з більшою в'язкістю і значною граничною динамічною напругою зрушення або більшою густиною (наприклад, глинистим розчином) – доводиться зменшувати витрату рідини, особливо якщо до заміни при бурінні вже підтримувався тиск, гранично допустимий для насосів або міцності елементів нагнітальної лінії. Зниження ж витрати часто веде до зменшення механічної швидкості проходки.

Майже усі чинники, які сприяють зниженню механічної швидкості проходки, несприятливо впливають також на величину проходки за рейс. Виняток становлять лише добавки до водних бурових розчинів таких ПАР, високомолекулярних речовин і нафти, які чинять змащуючу дію на підшипники шарошkových доліт і інші поверхні, що труться, і тим сприяють збільшенню довговічності долота, зниженню сили тертя бурильних труб по стінках свердловини, зменшенню сальнікоутворення на долоті і підвищенню фактичного осьового навантаження на вибій. З цих же причин зростає проходка на долото при заміні водної промивальної рідини розчином на нафтовій основі. Добавка змащуючих речовин позитивно позначається і на механічній швидкості проходки. Так, при збільшенні концентрації нафти в розчині на водній основі до 10% майже пропорційно росте швидкість, а при концентрації нафти понад 15% збільшення швидкості проходки зазвичай припиняється, навіть досить часто спостерігається-

ся її зниження. Зростанню механічної швидкості проходки сприяє і те, що при додаванні до водного розчину невеликої кількості нафти ефективний турбулентний режим течії потоку виникає при значно меншій швидкості течії. Але при заміні водної промивальної рідини розчином на нафтовій основі у свердловинах завглибшки до 2000 - 2500 м, механічна швидкість проходки часто дещо зменшується. Це пояснюється тим, що з розчинів на нафтовій основі дисперсійне середовище майже не фільтрується, і тому вирівнювання порового тиску в привибійній зоні і тиску стовпа промивального розчину дуже ускладнене. При бурінні ж на великих глибинах, особливо в глинистих породах, часто спостерігається значне збільшення механічної швидкості проходки за рахунок підвищення фактичного осьового навантаження на вибій.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, зниження витрати розчину, а також теплоємності, теплопровідності і змащуючих властивостей бурових розчинів, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на вибої – усе це скорочує довговічність і час перебування долота на вибої. Проте кінцева мета – не збільшення тривалості перебування долота на вибої, а отримання більшої проходки на долото за можливо короткий час. Тому, якщо зміна якогось параметра призводить до скорочення тривалості роботи долота на вибої, але одночасно збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то ця зміна доцільна [20].

Долота вибирають з урахуванням твердості, пористості, пластичності і абразивності гірських порід; властивостей бурового розчину, характеристики вибійних двигунів, ротора і його приводу.

Зміна якого-небудь одного параметра режиму не завжди веде до підвищення ефективності буріння, якщо інші параметри залишаються незмінними. Наприклад, збільшення навантаження на долото може не супроводжуватися зростанням механічної швидкості проходки, якщо при цьому не покращується промивання вибою, оскільки уламки вибуреної породи, які потік не в змозі ви-

далити з поверхні вибою, часто запресовуються між зубами долота, налипають на нього і утворюють сальник, в результаті швидкість проходки знижується. Так, при збільшенні швидкості обертання, механічна швидкість проходки може не зрости, а проходка за рейс навіть знизиться через зростання зносу (якщо осьове навантаження на долото і промивання вибою залишаться незмінними) [18].

Параметри режиму взаємозв'язані, і найбільша ефективність буріння досягається лише при оптимальних поєднаннях цих параметрів, залежних передусім від властивостей розбурюваної гірської породи і конструкції долота. При цьому осьовому навантаженні збільшення швидкості обертання долота для підвищення механічної швидкості проходки доцільно лише до тих пір, поки зростає рейсова швидкість і знижується собівартість 1 м проходки. Оптимальним є лише той режим буріння, при якому забезпечується зростання рейсової швидкості або зниження собівартості 1 м проходки – в порівнянні з усіма іншими режимами. Будь-яке форсування режиму шляхом зміни параметрів, прискорюючих знос долота і зменшуючих рейсову швидкість (при збільшенні собівартість 1 м проходки), слід вважати нераціональним.

### Розділ 3. Охорона праці при спорудженні свердловин

Законодавство про охорону праці складається із Закону України «Про охорону праці», КЗпП, Закону України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування» та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

Оптимальна взаємодія людини з виробничим середовищем можливо, якщо будуть забезпечені комфортність середовища та мінімізація негативних впливів. На підприємстві необхідно: створення оптимального стану середовища в зонах трудової діяльності та відпочинку людини; ідентифікація (розпізнавання і кількісна оцінка) небезпечних та шкідливих факторів; розробка та реалізація заходів захисту людини і середовища від негативних впливів; проектування та експлуатація техніки, технологічних процесів відповідно до вимог з безпеки та екологічності; забезпечення стійкості функціонування об'єкта в штатних та надзвичайних ситуаціях; прогнозування розвитку та оцінка наслідків надзвичайних ситуацій; прийняття рішень щодо захисту виробничого персоналу і населення від можливих наслідків аварій, катастроф, стихійних лих і застосування сучасних засобів ураження, а також вжиття заходів щодо ліквідації їх наслідків [24].

Існуючі технології та обладнання для буріння та кріплення свердловин обумовлює проведення робіт на відкритому повітрі. Тому потрібно передбачити заходи профілактики охолодження і переохолодження, а також обмороження: забезпечити працівників теплим одягом і взуттям, а також організувати перерви для обігріву робітників у спеціально обладнаному приміщенні, скоротити тривалість робочої зміни. Найбільш ефективним заходом у холодний період є створення штучного мікроклімату за допомогою опалення від котельні установки в межах бурової установки і робочого селища, використання індивідуальних засобів захисту. Проблеми створення на буровій штучного мікроклімату ускладняється неможливістю споруди замкнутих просторів для місць роботи бурильника і його помічників.

При бурінні свердловин використовуються різні машини і механізми, при роботі яких, у ряді випадків збільшується рівень шуму і вібрацій, до них відносяться: електромотори, лебідки, вібросити, бурові насоси, ротор та інші. Шум і вібрація мають шкідливий вплив на організм людини. Сильний шум порушує нормальну діяльність нервової, серцево-судинної і травної системи, викликає перевтома. Шкідливий вплив вібрації виражається у виникненні вібраційної хвороби. Для того, щоб знизити шкідливий вплив шумів і вібрацій на буровій необхідно виробляти своєчасний профілактичний огляд і ремонт, підтягування ослаблих з'єднань, своєчасно змащувати обертові деталі. Об'ємно-планувальні засоби нормалізації повітря робочої зони передбачають розташування бурової площі і житлових приміщень з вітряного боку по відношенню до складу, система приготування розчинів, жолобною системи. Для цього перед монтажем бурової слід з'ясувати переважний напрямок вітрів у даному районі на сезон, в який передбачається будівництво свердловини. Якщо будівництво свердловини передбачається вести тривалий час, то слід враховувати напрям вітрів, що дмуть в теплий період року.

Небезпека пожеж і вибухів на виробничих об'єктах нафтогазовидобувної промисловості характерна для всіх технологічних процесів починаючи від видобутку нафти, газу або конденсату і закінчуючи їх переробкою. Імовірність виникнення цих явищ, можливі масштаби і наслідки їх впливу на здоров'я і життя працюючих залежать від обсягів і властивостей горючих матеріалів і речовин, умов вступу, поширення та накопичення їх у повітрі. Причини вибухів і пожеж можуть бути різні: пропуски дизельного палива, розливи нафтопродуктів і горючих речовин; порушення герметичності вихлопних колекторів двигунів, несправність іскрогасників; застосування відкритого вогню, куріння, проведення зварювальних робіт поблизу місць зберігання нафти, паливно-мастильних матеріалів, горючих конструкцій і горючих речовин; несправності електрообладнання, що викликають іскріння, коротке замикання, нагрів проводів; прокладка силової освітлювальної мережі з порушеннями; перевантаження електричних приладів, обладнання. Крім того, для попередження можливості

виникнення пожежі при установці нафтових ванн проводять ретельну роботу з підготовки всього обладнання для безпечних робіт, звертаючи особливу увагу на усунення вогнищ пожежі під підлогою бурової, в зоні стовбура свердловини і в лебідці.

Під ведучою трубою обов'язково повинен бути встановлений кульовий або зворотний клапан, при цьому категорично забороняється відгвинчувати ведучу трубу з клапаном. Якщо нафтова вежа встановлюється в нічний час, то місце проведення робіт висвітлюється прожекторами. Також для забезпечення нормативної якості природного середовища при бурінні свердловин досягається застосуванням: екологічно чистих матеріалів і хімреагентів для бурових розчинів, техніко-технологічних рішень щодо організованого збору виробничих відходів та їх безпечного зберігання на території бурової в процесі будівництва свердловин, заходів щодо утилізації, очищення й знешкодження відходів буріння як в процесі спорудження свердловин, так і при ліквідації шлакових комор, в повному обсязі технічних засобів і технологічного комплексу заходів для буріння, кріплення та освоєння свердловин відповідно до робочого проекту на будівництві свердловин і технологічними регламентами на окремі види робіт, ефективні і своєчасні заходи щодо відновлення земель, порушених бурінням, а також ліквідація наслідків забруднення природного середовища в районах бурових робіт.

Комплекс природозахисних заходів вибирають з урахуванням особливостей природно-кліматичних і ґрунтово-ландшафтних умов будівництва свердловин і проектної технології буріння. Для виключення попадання відходів буріння на територію бурової повинна бути передбачена інженерна система організованого їх збору. З цією метою на території бурової або встановлюють спеціальні ємності, або споруджують земляні котловани у мінеральному ґрунті. Для виключення фільтрації рідких відходів буріння з шлакових комор їх дно і стінки повинні бути гідроізолювані. Одним з найважливіших природоохоронних заходів є зниження обсягів відходів, що утворюються, що досягається застосу-

ванням багатоступінчастим очищення бурових розчинів від вибурної породи і використанням рецептур бурових розчинів з високим інгібуючим ефектом.

При аварійних розливах нафти, мінералізованої води або бурового розчину їх видаляють за допомогою бульдозера, екскаватора, самоскидів і машин обладнаних танкерами для збору нафти, або використовують різного роду сорбенти. Використані сорбуючі речовини або спалюються як паливо, або захоронюються. Устаткування бригадного господарства, житловий вагон-будиночки, кухня-їдальня не повинні розташовуватися за межами основного обвалування майданчика. Облаштування майданчика повинно бути таким, щоб не допускалися витіки з поверхні і внутрішньо-грунтового, інфільтрації токсичних забруднень: шламу, відпрацьованих бурових розчинів і промивних рідин, промислових та господарсько-побутових стоків, мінералізованих вод, нафти і нафтопродуктів.

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.



#### **Розділ 4. Охорона навколишнього середовища при спорудженні бурових свердловин**

Нафтогазовий комплекс істотно впливає на довкілля, змінює екосистему надр і, особливо, поверхні Землі. Під час будівництва свердловин, розроблення покладів нафти і газу джерелами забруднень є робота бурових верстатів та свердловини [25]. Зазвичай, забруднення виникають: у разі неякісної проводки останніх та після їхньої ліквідації у зв'язку з відсутністю ізоляції окремих інтервалів розрізу, затрубних перетоків: внаслідок випробовування та дослідження свердловин із застосуванням методів інтенсифікації припливів тощо. Екологічно небезпечні ситуації у процесі видобування нафти та газу умовно можна поділити на технологічні та аварійні. Зауважимо, що технологічні забруднення не є обов'язковими. Це результат екологічної недосконалості та порушення технічних і технологічних вимог до якості робіт, що призводить до аварійних ситуацій. Забруднюють довкілля наземні споруди: накопичувачі промислових стічних вод, нафтосховища, нафтозбірні пункти, нафтогазопроводи. Основними забруднювачами, що формують техногенні потоки, є нафта і нафтопродукти, газові суміші, високо-мінералізовані пластові води, хімічні реагенти та ін.

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.

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, розроблюються 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.

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 внут-

рішнього 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.

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 пере-

одично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, інфільтрації в ґрунт або стіканні в гідросітку. 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) пілеуловлюючими фільтрами і засобами пожежогашіння.

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.

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

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

## ВИСНОВКИ

1. Досконале геологічне вивчення з подальшим уведенням в експлуатацію перспективних покладів вуглеводневої сировини (на типовому прикладі Глинсько-Розбишівського нафтогазоконденсатного родовища), є складовою частиною загальнодержавного плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

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

3. При розробці проекту виконано: вибір способу буріння, породоруйнівного інструменту і бурильної колони та розрахунок гідравлічної програми.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при проявленнях; герметизація гирла противикидним обладнанням; застосування раціональної компоновки бурильної колони.

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

6. Для запобігання інтенсивних нафтогазопроявлень і переходу їх у відкриті фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на горизонти з аномальним пластовим тиском та герметизацію гирла відповідним противикидним обладнанням.

7. В роботі розглянуті комплексні питання розробки і реалізації деяких заходів із вдосконалення режимних параметрів процесу поглиблення вибою.

8. Виконано огляд і обґрунтування заходів з попередження 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 робіт.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. 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.
3. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
4. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Вид-во «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
5. Іванік О.М., Мєнасова А.Ш., Крочак М.Д. Загальна геологія. Навчальний посібник. – Київ: ННІ «Інститут геології». - 2020. – 205 с.
6. <https://novynarnia.com/2020/07/18/mara-rajonu/>
7. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
8. 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.
9. 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.
10. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
11. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
12. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. – К.: Київ. університет, 2005. – 159 с.
13. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

14. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
15. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
16. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
17. Мислюк М.А.; Рибчич І.Й.; Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
18. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
19. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
20. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
21. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
22. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
23. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро. – 2021. – 201 с.
24. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
25. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.



**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.22.31.ПЗ	Пояснювальна записка	90	
5					
6		НГІБ.КР.22.31.ДМ	Демонстраційний матеріали	15	
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	