

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

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студента Пономаренка Олександра Сергійовича  
(ПІБ)

академічної групи 185М-20-1 ГРФ  
(шифр)

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

спеціалізації \_\_\_\_\_

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

на тему Розробка технології спорудження пошукової свердловини для умов  
Дачної газоносної площі Харківської області з удосконаленням методів по-  
хило-скерованого буріння

(назва за наказом ректора)

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

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)Коровяка Є.А.  
(прізвище, ініціали)

(підпис)

« 27 » жовтня 2021 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра  
(бакалавра, магістра)студенту Пономаренку Олександр Сергійовичу академічної групи 185м-20-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)**спеціальності** 185 Нафтогазова інженерія та технології  
**спеціалізації** \_\_\_\_\_**за освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»  
**на тему** Розробка технології спорудження пошукової свердловини для умов  
Дачної газоносної площі Харківської області з удосконаленням методів похило-  
скерованого буріннязатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2021 р.  
№ 937-с.

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна та геофізична характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Дачної газоносної площі Харківської області з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів</i>	14.12.21 р.
<i>Спеціальна частина роботи</i>	<i>Удосконалення методів похило-скерованого буріння з високими технічними показниками</i>	16.12.21 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	20.12.21 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище</i>	22.12.21 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)Расцветаев В.О.  
(прізвище, ініціали)Дата видачі 11.10.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 10.01.2022 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис студента) Пономаренко О.С.  
(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 104 с., 26 рис., 10 табл., 2 додатки, 24 джерела.

РОДОВИЩЕ ВУГЛЕВОДНІВ, РОЗВІДУВАЛЬНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПАРАМЕТР РЕЖИМУ, ТИСК, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ.

Сфера застосування розробки – буріння газонафтових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія проведення бурових робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини (на прикладі ділянки Дачної газоносної площі Харківської області) з удосконаленням операцій спорудження похило-скерованих ділянок свердловин.

Мета роботи – раціоналізація показників механічної і рейсової швидкостей буріння, заснованих на дотриманні безпечності виконання відповідних робіт, при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та регламентного наповнення основних і допоміжних операцій бурового циклу.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та неконтрольовані викиди пластових флюїдів; розроблено конструкцію рівномічної бурильної колони; розраховано параметри режиму буріння, що спираються на досягнення об'ємного характеру руйнування гірського масиву; отримані дані базуються на характеристиках щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, механічних параметрах гірських порід і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання робіт зі спорудження похилих ділянок стовбура свердловини, покликаних удосконалити систему розробки родовищ вуглеводнів.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – раціональне підвищення механічної швидкості і рейсової швидкостей спорудження свердловин, а також створення умов реалізації якнайповнішого врахування показників ступеню надійності і безпечності виконання бурових робіт при повному дотриманні норм з охорони праці та екологічних обмежень.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови проведення проектних робіт зі спорудження свердловин.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних бурових робіт.....	7
1.2	Геологічна характеристика району робіт.....	11
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	16
Розділ 2	Техніко-технологічна частина роботи.....	23
2.1	Вибір і обґрунтування прогресивної конструкції свердловини.....	23
2.2	Вибір способу буріння свердловини.....	28
2.3	Вибір необхідного породоруйнівного інструменту.....	30
2.4	Вибір конструкції бурильної колони.....	34
2.5	Вибір ефективних режимів буріння.....	43
2.6	Ускладнення та аварії при бурінні.....	58
2.7	Вибір бурового обладнання.....	61
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – удосконалення методів похило-скерованого буріння.....	64
Розділ 4	Охорона праці.....	82
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	89
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	95
	ВИСНОВКИ.....	100
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	101
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	103
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	104

## Вступ

Характерною особливістю сучасної світової економіки є надзвичайно інтенсивне споживання енергії при невідпинній зміні ролі різних джерел енергії. На сьогодні спостерігається стійка тенденція до збільшення використання вуглеводневої сировини. Нафта та продукти її переробки – це надзвичайна складна, нестала і різноманітна суміш речовин (низько - і високомолекулярні граничні, неграничні аліфатичні, нафтенові, ароматичні вуглеводні, кисневі, азотисті, сірчаністі сполуки, а також насичені гетероциклічні сполуки типу смол, асфальтенів, ангідридів, асфальтенових кислот). Саме тому нафтова і газова промисловість потребує свого постійного вдосконалювання, потреба в якому обумовлена залученням до розробки складно побудованих покладів з важко розроблюваними запасами, які без застосування новітніх методів і технологій просто не будуть вилучені з надр та хімічно перероблені із належними техніко-економічними показниками.

На даний час в нашій державі значну увагу приділяють проблемі збільшення обсягів видобутку нафти і газу. Намічені плани в цьому напрямі можуть бути реалізовані завдяки активному освоєнню глибинних, перспективних на нафту та газ горизонтів у Дніпровсько-Донецькій западині.

Аналітичний аналіз доводить наступне: ресурси нафти і газу до глибин в 2500 - 3000 м вже розвідані і давно експлуатуються, а висока виробленість запасів неминуче веде до обводнення вуглеводневої продукції і зниження дебітів свердловин. У деяких випадках застосування традиційних технологій не тільки знижує конкурентоспроможність вітчизняної нафтогазової галузі, а й веде до неминучої втрати потенційних можливостей якнайповнішого відпрацювання даного покладу.

Процес пошуків та розвідки нафти і газу дуже складний, трудомісткий, із високим ступенем ризику. Оцінюючи перспективи нафтогазоносності окремих територій і локальних структур, спеціалісти дуже часто змушені аналізувати великі масиви фактичної інформації, одержаної під час пошуково-

розвідувальних досліджень на різних етапах та стадіях геологорозвідувального процесу. Через те, що пошуки нових скупчень вуглеводнів зосереджені переважно на великих глибинах, у складнобудованих зонах, морських акваторіях, отримані дані часто є неповними, нечіткими й навіть суперечливими та некоректними. Проте потрібно приймати відповідальне рішення, адже у кінцевому підсумку йдеться про доцільність і місце закладання фінансово-витратної глибокої свердловини.

На відміну від покладів багатьох інших корисних копалини, поклади нафти і газу завжди приховані під осадовими нашаруваннями різної потужності. Пошуки їх нині здійснюється на глибинах від 2 - 3 до 8 - 9 км, тому відкриття покладів можливо тільки шляхом буріння свердловин. Ключовими елементами для утворення родовищ нафти та газу є породи-колектори (порові, порово-кавернові, карстово-порові, порово-стилолітові), перекривні породи-покришки та процеси, що призводять до утворення пасток та генерації-міграції-накопичення нафти. Всі ці елементи мають перебувати у просторовому і часовому співвідношенні для того, щоб могли утворитися родовища нафти і газу.

Найбільш перспективними напрямками подальшого розвитку галузі вважаються нові технології розкриття продуктивних горизонтів, розширення застосування електробурів і гвинтових вибійних двигунів, збільшення об'ємів буріння свердловин з горизонтальним і багатозабійним закінченням. Дебіти свердловин, що мають горизонтальні закінчення великої протяжності, значно більші в порівнянні з класичними технологіями. В результаті впровадження горизонтальних прийомів та методів буріння і завершення свердловин, значно розрядилися їх сітки, знизилася депресія на пласт, значно збільшився час «безводної» експлуатації, змінилися категорії запасів, що вважалися раніше промислово непридатними до розробки, які в даний час можуть ефективно витягуватися в промислових масштабах, підвищилася ефективність багатьох застарілих методів впливу на пласт при їх реалізації за допомогою горизонтальних свердловин. Нові технології, засновані на методі горизонтального буріння, зробили справжню революцію в практиці і теорії світового нафтовидобутку.

## **Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення проектних робіт зі спорудження свердловин**

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

Район проектних робіт – Дачна газоносна площа Харківського району Харківської області на цей час є одним з перспективних газоносних структурних елементів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), що розташований в межах Східного нафтогазонасного регіону України, який є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазонасна область (рис. 1.1) [1], що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазонасної провінції. У тектонічному плані область розташована у межах ДДЗ, яка входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відокремлює Український кристалічний щит від Руської плити [2].

ДДЗ є великою тектонічною структурою на північному сході України. У відповідності до структурного ділення, для ДДЗ виділяють такі тектонічні елементи: Центральний грабен і схили Воронезького і Українського кристалічних масивів, які виступають і бортовими ділянками западини. Між Центральним грабеном і схилами масивів існують межі у вигляді зони фундаменту, інтенсивно зануреного в центральну область, визначаються як окремі структурні елементи – зони східчастих скидів і флексур або зони мобільних схилів. ДДЗ захоплює Сумську (Суми, Охтирка, Конотоп, Шостка, Ромни), Чернігівську (Чернігів, Прилуки, Ніжин), Полтавську (Полтава, Кобеляки, Миргород, Карлівка, Кременчук, Лубни, Пирятин), Харківську (Харків, Красноград, Куп'янськ, Богодухів, Ізюм, Лозова), частково – Дніпропетровську (лівий берег Дніпропетровська, Павлоград, Синельникове, Новомосковськ, Магдалинівка, Царичанка, Петриківка) і Донецьку області.

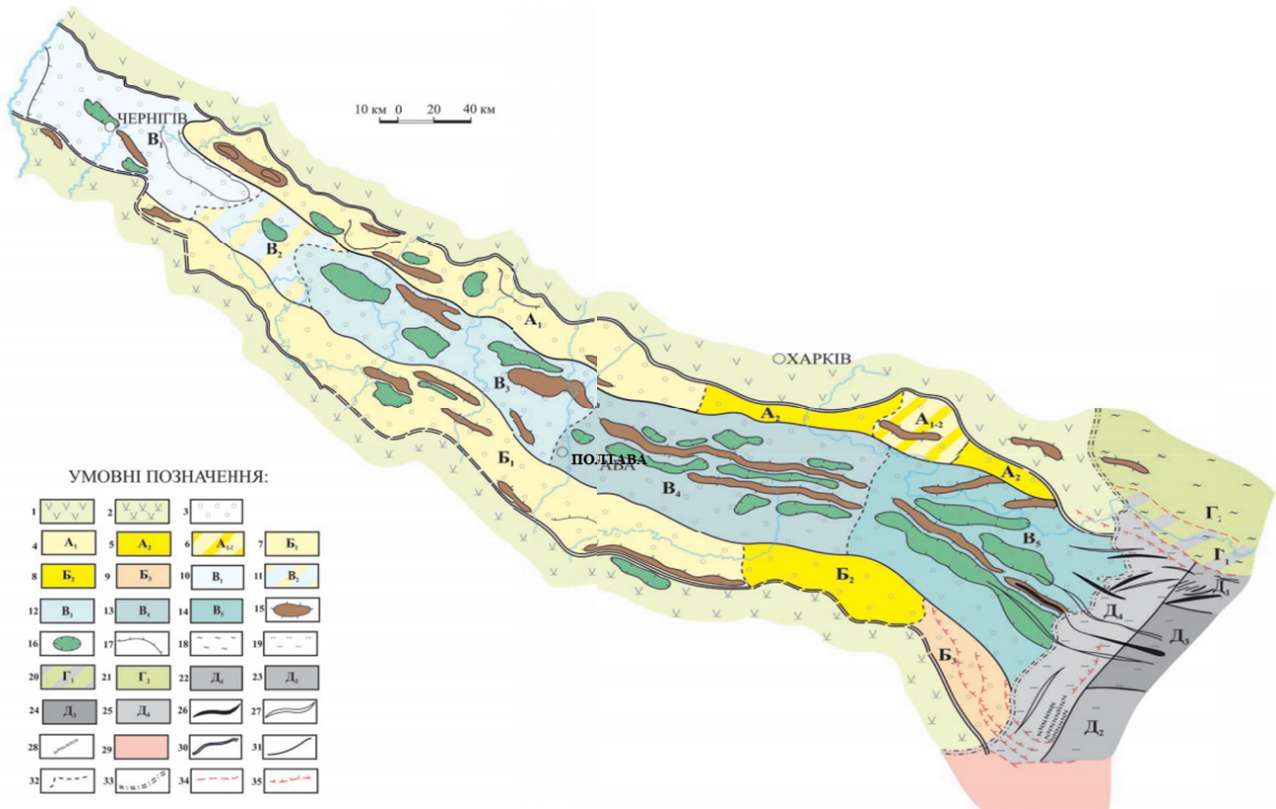


Рисунок 1.1. Східний нафтогазоносний регіон України: Структури I порядку: 1 – північний борт, 2 – південний борт, 3 – грабен. Структури II порядку: північна прибортова зона (А) з підзонами: 4 – мобільна, 5 – моноклінальна, 6 – перехідна; південна прибортова зона (Б) з підзонами: 7 – мобільна, 8 – моноклінальна, 9 – відкрита монокліналь; приосьова зона (В) з підзонами: 10 – північно-західна центрокліналь, 11 – мобільна, 12 – крупних валів і депресій, 13 – передмезозойських соляних куполів, 14 – південно-східна центрокліналь. Структури III порядку: 15 – вали і пасма, 16 – депресії та мульди, 17 – внутрішньограбенні виступи фундаменту; 18 – південно-східний схил Воронежської антиклези (Г), 19 – Донецька складчата споруда (Д); 20 – перехідна зона, 21 – Старобільсько-Мілієрівська монокліналь, 22 – північна зона дрібної складчастості, 23 – південна зона дрібної складчастості, 24 – зона великих лінійних складок, 25 – зона поперечних дислокацій; 26 – антикліналі, 27 – синкліналі, 28 – флексури; 29 – Український кристалічний щит. Межі: 30 – бортів і грабена ДДЗ, 31 – тектонічних зон, 32 – підзон, 33 – ДДЗ. Розривні порушення: 34 – зсуви та скиди, 35 – насуви та підкиди

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

До чисто газових належить всього 10 невеликих за запасами родовищ. Промислові скупчення газу виявлені в усьому продуктивному розрізі і в знач-



ному інтервалі глибин. Найближчі до поверхні поклади трапляються на глибинах 450 м. На глибинах понад 5000 м відомі поклади в 34 родовищах.

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

Нафти виявлені в нафтових, нафтогазових, газонафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 нафтових родовища; основні поклади розміщені в крайній північно-західній частині ДДЗ та в межах Охтирського структурного виступу. Найглибший поклад у турнейських утвореннях (5050 м), а найближчі до поверхні поклади залягають на глибині 500 м [3].

Харківська область розташована на північному сході України на території двох природних зон Лівобережної України – Лісостепу і Степу в межах водорозділу, що відокремлює басейни Дону і Дніпра [4]. На півночі Харківщина межує з Белгородською областю РФ, на сході – з Луганською, на південному сході – з Донецькою, на півдні – з Дніпропетровською, на заході – з Полтавською та на північному заході – з Сумською областями України. Площа території Харківщини складає 31,4 тис. км<sup>2</sup>, що становить 5,2% території України, відстань із сходу на захід – 225 км, з півночі на південь – 200 км. Рельєф Харківщини – хвиляста рівнина, яка розмежована річковими долинами, ярами та балками. Основні його риси визначаються приуроченістю території до басейнів рік Дону та Дніпра. Басейн Дону складає 75% території області, басейн Дніпра – 25%. Ріка Сіверський Донець – головна водна артерія Харківщини – є притокою Дона, на території області ця річка несе свої води протяжністю 375 км (загальна її довжина 1053 км). Її основні притоки на території області – ріки Оскіл, Уди, Берека, Харків, Лопань, Сухий Торець, Балаклійка, Вовча, Великий Бурлук та ін. Клімат області помірно континентальний. Так як протяжність території області з заходу на схід і коливання висот незначні, то варіації клімату в межах області досить несуттєві.

Поверхневі водні ресурси Харківської області представлені річками, озерами, водосховищами, ставками та каналом Дніпро - Донбас. Загальна кількість річок, розташованих у Харківській області, складає 867; їх загальна довжина – 6405 км. Річок довжиною більше 10 км нараховується 172 одиниці загальною довжиною 4650 км.

В області нараховується 583 озера, з них 36 озер загальною площею близько 2,5 тис. га. Більше всього озер налічується в заплаві р. Сіверський Донець. Як правило, всі вони річкового походження, мають видовжену форму і невеликі глибини.

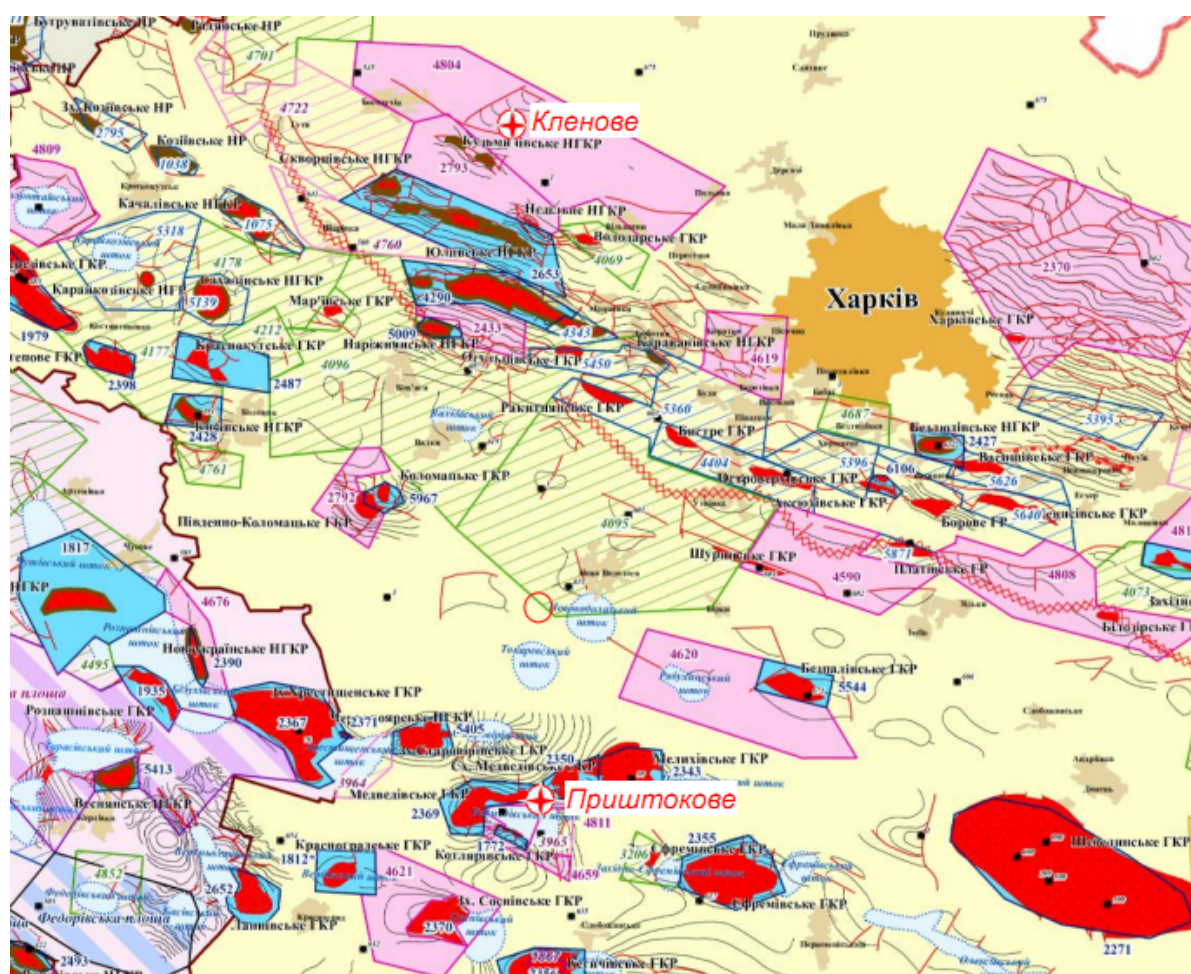


Рисунок 1.2. Схема розташування родовищ корисних копалин паливно-енергетичного напрямку (нафта, газ вільний, газ розчинений, конденсат, газ газових шапок) Харківщини

Вигідне географічне розташування області є сприятливою передумовою для розвитку зовнішньої та внутрішньої торгівлі, транспортних послуг. Харківщина має потужний промисловий, аграрний і науковий потенціал. На терито-

рії області обліковується 420 родовищ (в тому числі 90 об'єктів обліку комплексних родовищ) різноманітних корисних копалин, з яких 180 родовищ (в тому числі 63 об'єкти обліку) експлуатується. Мінерально-сировинна база області на 41,65% складається з корисних копалин паливно-енергетичного напрямку (нафта, газ вільний, газ розчинений, конденсат, газ газових шапок (рис. 1.2), кам'яне та буре вугілля, торф, сапропель), на 39,53% – із сировини для виробництва будівельних матеріалів, по 0,71% припадає на гірничо-хімічні та нерудні корисні копалини для металургії, 16,71% – питні, технічні та мінеральні підземні води, решта – по 0,23% припадає на розсіяні елементи, гірничорудні корисні копалини та бітум [5].

Позитивний аспект розробки родовища – створення робочих місць, забезпечення потреб населення послугами підприємств.

## 1.2 Геологічна характеристика району робіт

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО) пов'язана з однойменною западиною, яка є частиною лінійної структури – Сарматсько-Туранського лінеаменту, що простягається від Балтійського моря до передгір'їв Тянь-Шаню. Її виникнення пов'язане з глибокими розколами земної кори, можливо, спочатку у рифеї, а потім – у девоні, формуванням систем авлакогенів, які пізніше, зі зменшенням інтенсивності тектонічних напружень, перетворилися на западини [2].

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень – це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент [6]. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного віку цих порід свідчать про присутність практично всіх основних архейських і палеопротерозойських стратиграфічних підрозділів. Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах бортів ДДЗ, де залягають неглибоко.

Основними стратиграфічними підрозділами ДДНГО є: палеозой, мезозой та кайнозой. Палеозой представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем. Мезозой представлений відкладами тріасу, юри і крейди. Кайнозой представлений відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем.

У цілому територія Харківщини належить стародавній Східноєвропейській платформі, яка має двоповерхову будову: її нижній структурний поверх – фундамент – утворений архейськими і нижньопротерозойськими сильно дислокованими метаморфічними і магматичними породами (вік яких перевищує 2 млрд. р.), а верхній структурний поверх – платформений чохол – переважно осадовими породами, віком менше 1,7 млрд. р. На півдні платформи виділяються великі додатні структури – Український щит і Воронезька антекліза. Між ними знаходиться ДДЗ – від'ємна структура, в якій фундамент занурено на глибину більше 1 км. Вона простягається з південного сходу на північний захід. В межах ДДЗ виділяються Дніпровський грабен із найбільш зануреним фундаментом (за геофізичними даними його максимальна глибина сягає 22 км) і два борти – північний і південний. Грабен від бортів відокремлено глибинними розломами: північним – Барановицько-Астраханським і південним – Прип'ятьсько-Маницьким, які є великими скидами з амплітудою декілька км. Північний борт ДДЗ водночас є схилом Воронезької антеклізи, а південний борт – Українського щита. В межах цих бортів фундамент поступово заглиблюється в бік грабена до 4 - 5 км, при цьому породи осадового чохла залягають похило згідно з заляганням поверхні фундаменту (моноклінально).

Харківщина майже повністю розташована в межах ДДЗ, лише невелика її північно-східна частина належить Воронезькій антеклізі з глибиною поверхні кристалічного фундаменту менше 1 км. Особливістю Дніпровського грабена є найбільша товщина і стратиграфічна повнота чохла, а також наявність у ньому на великій глибині потужних товщ девонської солі. З її деформаціями пов'язане утворення локальних структур типу куполів, криптодіапірів і діапірів. Безпосередньо на поверхні сольові куполи відкриті на південному сході області. Це

Петрівська (Балаклійський район), Червонооскільська, Великокомишуваська і Курульська (Ізюмський район) структури. Вони розбиті розривними порушеннями на окремі блоки, отже, можуть розглядатися як складні ступінчасті гори. Їх найбільш підняті центральні блоки на поверхні складаються карбоном, а оточуючі занурені блоки – більш молодими відкладами.

Товщина осадового чохла на Харківщині змінюється від 0,8 км на її півночі в межах Воронежської антеклізи до 4 - 5 км на бортах ДДЗ біля крайових порушень і найбільшою є в східній частині Дніпровського грабена (можливо близько 22 км). Чохол в деяких місцях ускладнено розривними і складчастими порушеннями, які контролюються переважно рухами блоків фундаменту, а в грабені ще і переміщенням девонської солі.

Проектний геологічний розріз перспективної ділянки складений породами від кам'яновугільних до четвертинних (рис. 1.3). Підняття простежується по всіх відкладах, крім палеогенових. Крила складки по палеозойських відкладах досить круті: південне до  $38^\circ$ , північне до  $15^\circ$ ; амплітуда зменшується в напрямку від давніших до молодших відкладів.

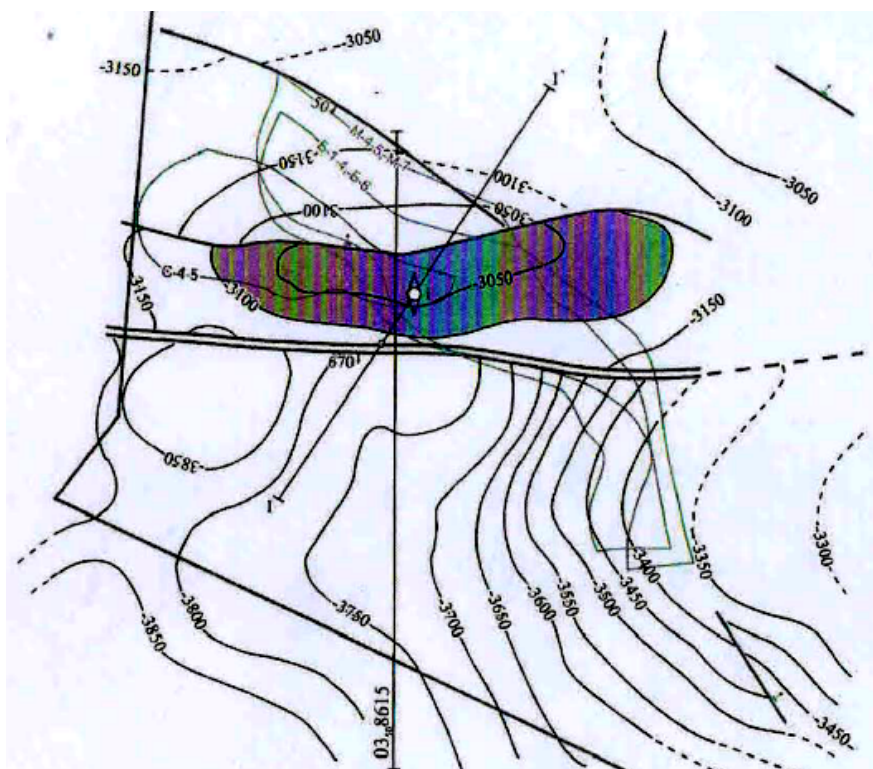


Рисунок 1.3. Структурна карта Дачної газоносної площі Харківського району Харківської області

Відповідно до раніше отриманих даних, газonosні горизонти Дачної перспективної газonosної площі приурочені до відкладів карбону. Окрім того, промислові припливи газу одержані із відкладів тріасу та кори вивітрювання кристалічного фундаменту. Основний продуктивний горизонт представлений пісковиком товщиною 6 - 8 м, який залягає у підшві карбонатної товщі. Пористість пісковика витримана по площі і змінюється від 16 до 20%, середня проникність становить  $0,106 \text{ мкм}^2$ . Найбільш високопродуктивними горизонтами є п'ять горизонтів світи мідистих пісковиків і нижній ангідритовий горизонт. Їх пористість змінюється від 14 до 37%, проникність – від  $0,001$  до  $0,019 \text{ мкм}^2$  [7]. Разом з тим спостерігаються сильна тріщинуватість і кавернозність карбонатних порід. Товщина розкритої частини газонасиченого розрізу сягає 1700 м.

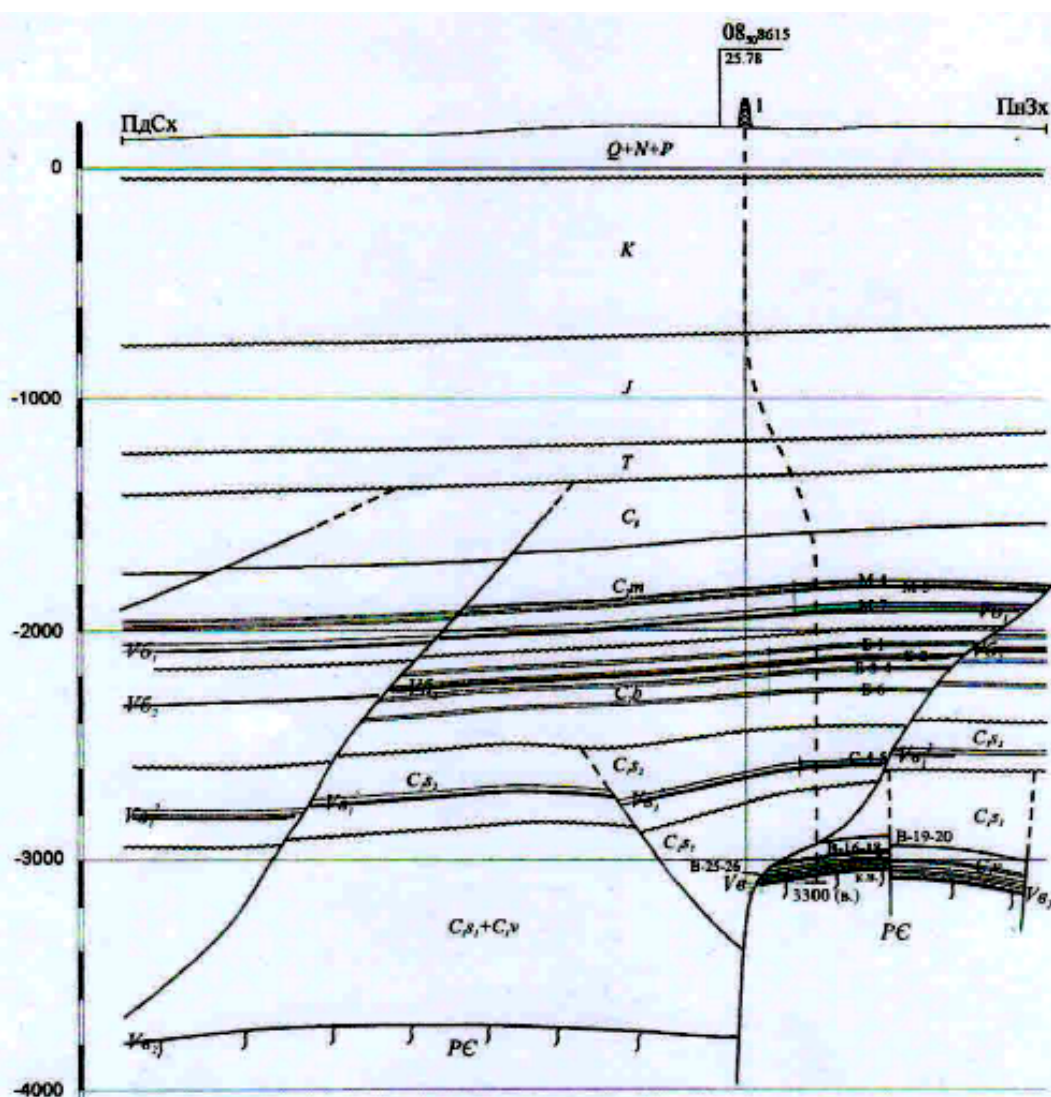


Рисунок 1.4. Сейсмогеологічний профіль розвідувально-експлуатаційної свердловини № 1 Дачної газonosної площі Харківського району Харківської області

Газоносні горизонти залягають в інтервалі глибин від 750 до 3400 м (рис. 1.4). За попередніми оцінками для розроблюваного родовища характерна наявність над газонасиченими відкладами потужної товщі слабкопроникних соленосних порід ранньопермського віку загальною товщиною 250 - 800 м, які являють собою покришку [8].

Газ за складом метановий, вміст метану досягає 93 - 94%, вміст його гомологів – майже 5%. Крім того, в газі трапляються домішки азоту (приблизно 1%), вуглекислого газу (0,1%) і незначна кількість конденсату (до 10 г/м<sup>3</sup>) густиною 760 - 770 кг/м<sup>3</sup>. Вміст сірки в конденсаті близько 0,02% [9].

При розкритті покладів газу в межах ДДНГО, що розташовуються на глибині 354 - 5800 м та перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа за температури 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 - 2156 тис. м<sup>3</sup>/доб газу. Промислово газоносні породи представлені переважно пісковиками пористістю 2 - 31% і проникністю  $(0,1 - 2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (якщо пористість становить 2%, а проникність – тільки  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , то це означає, що газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів ДДЗ відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01 - 99,84; етан 0,10 - 20,00; пропан 0,04 - 11,25; бутан 0,01 - 4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009 - 11,14; азот 0,03 - 13,54 і вуглекислий газ 0,02 - 5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9 - 1380 г/м<sup>3</sup>).

Процес газовидобутку безпосереднім чином пов'язаний з особливостями геологічної будови гірських порід, у яких залягає газ. Знаходження газу пов'язане з комплексом осадових порід земної кори. Головні складові цього комплексу – пісковики, глини й алевроліти. Пісковики являють собою осадову гірську породу зцементованого піску, який складається із зерен кварцу, часто з домішкою польового шпату. Розмір часток піску коливається від 2 до 0,1 мм.

У складі глин містяться дрібні частки кварцу, польового шпату, а також продукти хімічного розкладання магматичних порід (розмір часток 0,01 мм). Алевроліти – дрібноуламчасті осадові породи з розміром часток від 0,1 до 0,01 мм, які в результаті зцементованості утворюють щільну гірську породу.

Крім перерахованих, до осадових належать хомогенні породи, які, як правило, представлені одним мінералом, утвореним осадженням його з розсолів. Хомогенними породами є вапняки, доломіти, кам'яна сіль та ін.

### 1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Майданчик проектних робіт, де планується проведення бурових робіт стосовно спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини № 1, розташовується в адміністративних межах Коротичанської селищної ради, яка входить до Пісочинської селищної об'єднаної територіальної громади, у південно-західному напрямку від найближчого населеного пункту с. Коротич, на відстані 670 м від найближчої забудови (рис. 1.5).

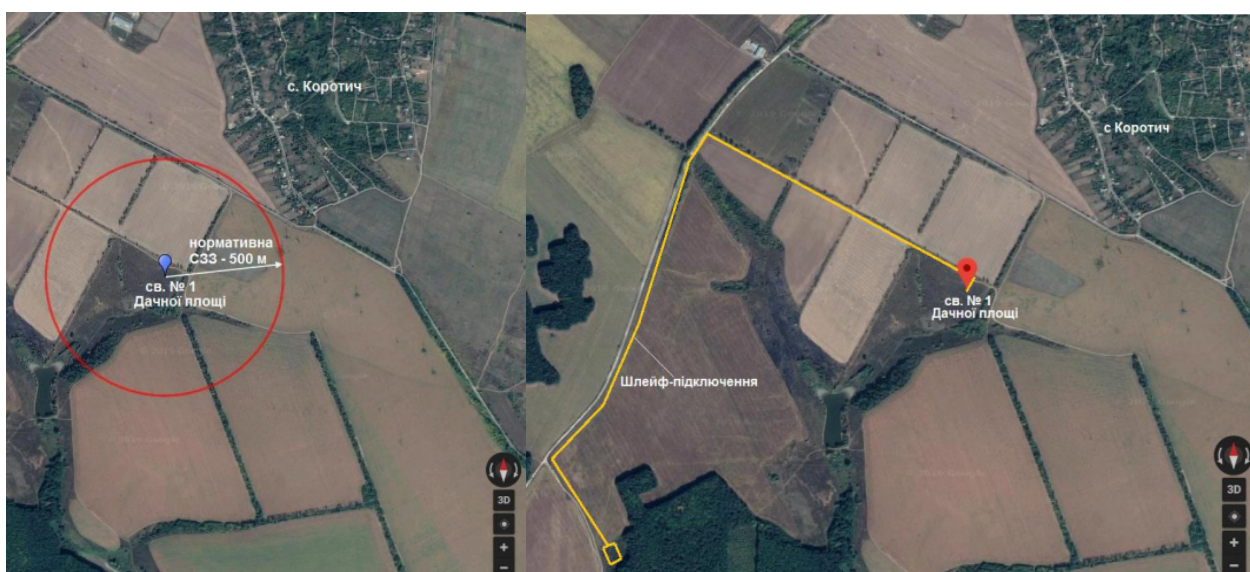


Рисунок 1.5. Схема розташування розвідувально-експлуатаційної свердловини № 1 та траси шлейфа-підключення Дачної газоносної площі Харківського району Харківської області

Газоносність Дачної площі пов'язана з регіонально продуктивними відкладами візейського ярусу нижнього карбону. На підставі даних попереднього буріння та випробування свердловин, прийнятої геологічної моделі родовища та геометризації покладів Дачної газоносної площі виділено один продуктивний горизонт  $C_1^v$ .

Розташування свердловини зумовлено найперспективнішим з геологічної



точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективного продуктивного горизонту на Дачній газоносній площі. При реалізації планованої діяльності не передбачається активних і масштабних впливів на навколишнє середовище. Зонами впливу планованої діяльності в період проведення робіт є, лише безпосередньо, територія майданчика виконання робіт. Технічні рішення, прийняті у проекті, будуть відповідати вимогам екологічних, санітарно-гігієнічних, пожежних та інших діючих норм і правил.

Майданчик свердловин межує (рис. 1.6):

- з півночі – ґрунтова дорога;
- з сходу – землі сільськогосподарського призначення;
- з півдня – чагарникові зарослі;
- заходу – чагарникові зарослі.

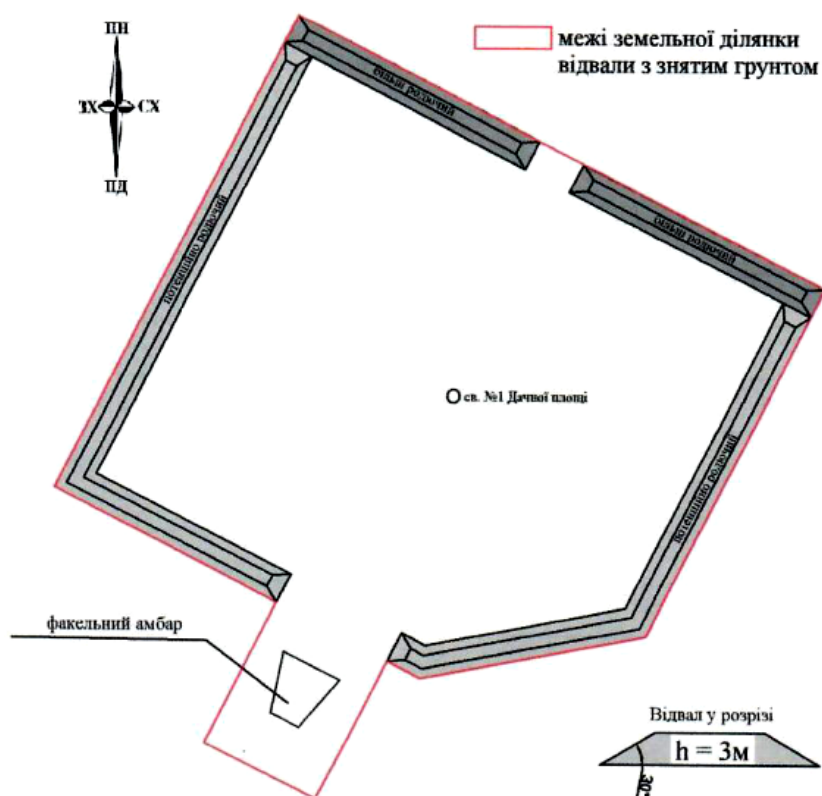


Рисунок 1.6. Схематичне зображення розташування ділянки спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини № 1 Дачної газоносної площі Харківського району

Характеристика підготовчих робіт: підготовка ділянки під будівельні роботи (планування території); зведення комплексу бурового обладнання і при-

вежових споруд, що використовуються при влаштуванні свердловин (тимчасові виробничі споруди); влаштування тимчасових інженерних мереж; вивезення будівельних відходів.

В підготовчий період при влаштуванні свердловини виконується комплекс робіт, до складу якого входить: інженерна підготовка території, тимчасового будівельного майданчика (зняття ґрунтово-рослинного шару; планування наданої земельної ділянки з переміщенням земляних мас до проектних відміток території); організація тимчасового будівельного господарства адміністративно-побутового, складського та виробничого призначення; здача-прийняття геодезичної розбивочної основи і проведення розбивочних геодезичних робіт; перебазування будівельних машин, механізмів, автотранспорту; перевезення обладнання, труб, будівельних матеріалів і конструкцій; улаштування тимчасових мереж електропостачання; роботи по спорудженню водної свердловини та влаштування водогонів.

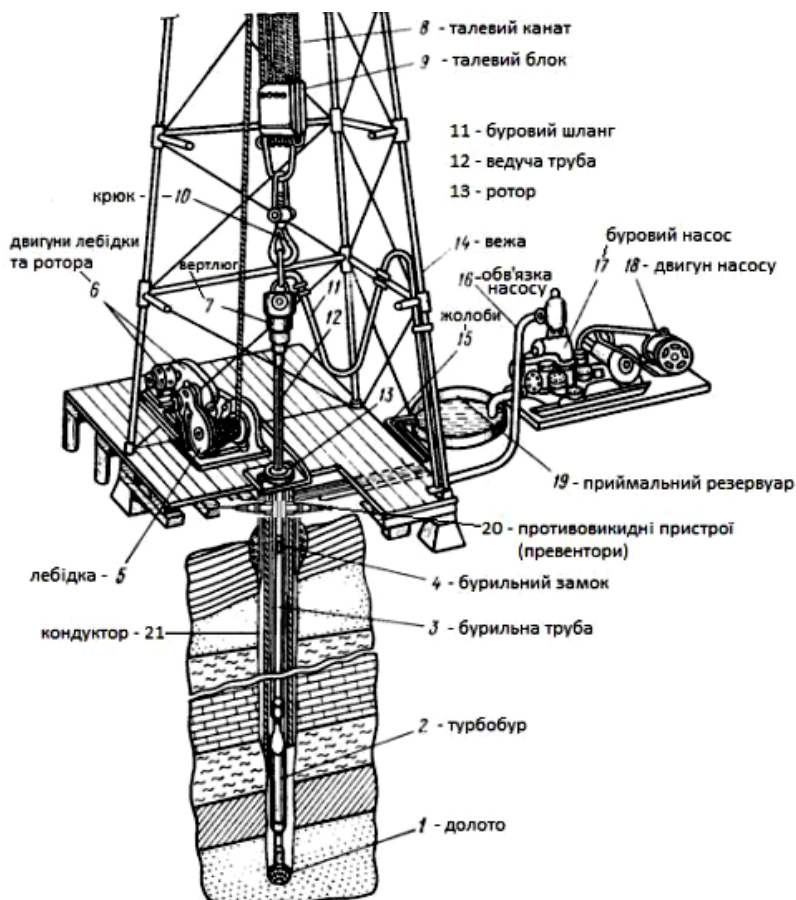


Рисунок 1.7. Схема облаштування бурового майданчика розвідувально-експлуатаційної свердловини № 1 Дачної газоносної площі Харківського району

Об'єктом діяльності є влаштування свердловин № 1 Дачної газоносної площі з подальшим видобуванням вуглеводнів. У разі отримання промислового притоку вуглеводнів передбачається підключення свердловин до установок підготовки газу.

Для своєчасного виконання робіт проектними матеріалами передбачено: максимальна механізація усіх трудових процесів; застосування прогресивної технології при виконанні будівельних робіт, а також максимально можливе їх поєднання; оснащення будівельних бригад високопродуктивними машинами та механізмами з урахуванням комплексної механізації будівельних процесів; своєчасне забезпечення будівництва матеріально-технічними ресурсами.

Цикл будівництва свердловини складається з [10] (рис. 1.7): 1) Влаштування бурового майданчика, підготовка майданчика під бурову, монтаж бурового обладнання. 2) Буріння та кріплення стовбура свердловин обсадними колонами і їх цементування. 3) Випробування свердловини на наявність промислового припливу вуглеводнів. 4) Підключення свердловини.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Дачної газоносної площі Харківського району Харківської області

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія порід		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-140	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0130	Обвали
140-360	Глина, пісок, мергель	II	II	0,0100	0,0140	Осипи, обвали
360-860	Аргіліт, вапняк, крейда	III	II	0,0106	0,0150	Поглинання
860-1200	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Осипи
1200-1800	Аргіліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Поглинання
1800-2600	Вапняк, чергування пачок солі з пластами ангідритів	VI	III	0,0134	0,0160	Жолобоутворення та каверноутворення, поглинання
2600-3300	Пісковики	VI	V	0,0139	0,0180	Зона газопроявлень

Призначення свердловин: експлуатація газових і газоконденсатних покладів карбону. Профіль свердловин: похило-спрямований. Проектний вибій: розривні порушення відкладів карбону. 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 Дачній газоносній площі наведена в табл. 1.1.

Основні відомості стосовно геолого-технічних умов спорудження свердловин на Дачній газоносній площі, отримані відносно раніше пробурених сусідніх свердловин № 4, 6 середньою глибиною 3200 м. Свердловини бурилися за триколонною конструкцією при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140 (рис. 1.8). В них всіх відзначалась наявність яскраво виражених зон аномально високого пластового тиску (АВПТ) і несумісність умов буріння. В усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, проміжними колонами перекривали мезозойські відклади, експлуатаційною – проектні горизонти з АВПТ.

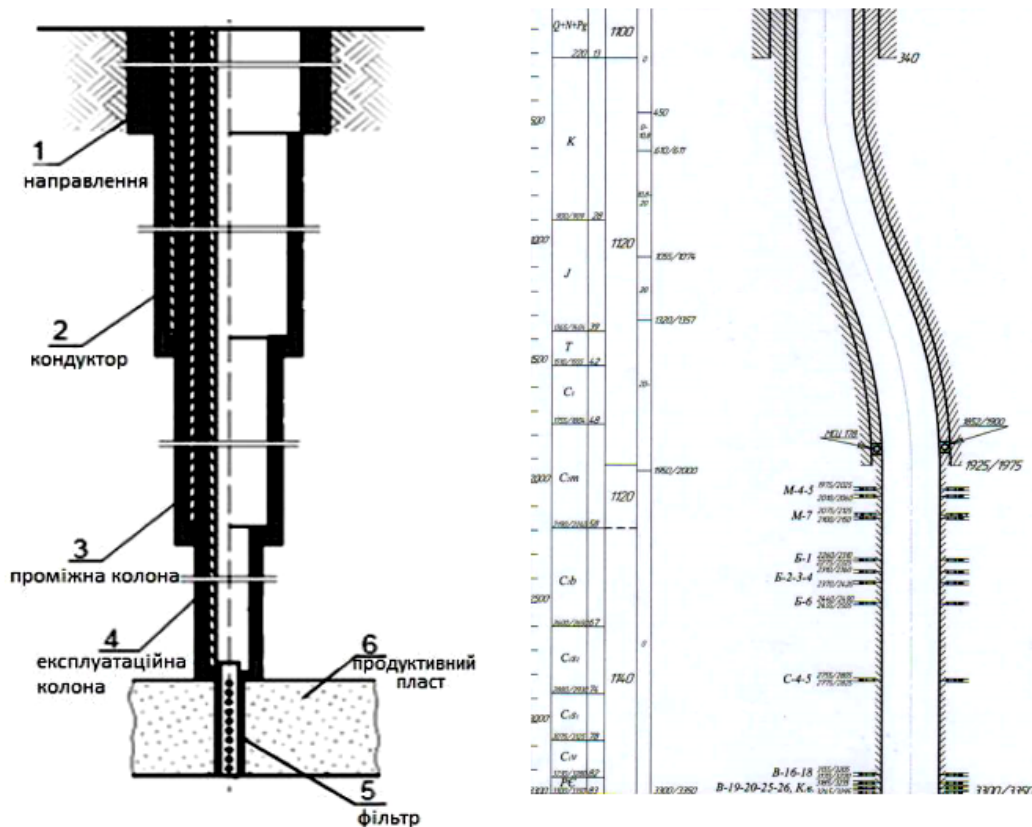


Рисунок 1.8. Типова конструкція свердловин для умов Дачної газоносної площі

Проводку свердловин під кондуктор та проміжну колону здійснювали в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і турбінним способами або їх комбінацією.

Для буріння застосовували такі бурові розчини: під кондуктор – глинистий густиною 1120 - 1200 кг/м<sup>3</sup>; під проміжну колону – гуматно-акриловий розчин густиною від 1160 - 1220 кг/м<sup>3</sup> до 1240 - 1280 кг/м<sup>3</sup>; під експлуатаційну колону – висококальцієвий, калієвий бурові розчини, які обважнювали баритом, гематитом до густини у верхній частині зони АВПТ – 1700-1750 кг/м<sup>3</sup>, у привибійній зоні до 1960 - 1900 кг/м<sup>3</sup>.

Серед ускладнень спостерігалися поглинання, в основному у верхньому водоносному розрізі; затяжки, прихоплення бурового інструменту, жолобоутворення, осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу. Найважчими з ускладнень буж газопрояви в зоні АВПТ, які спостерігалися в усіх свердловинах.

Результати дослідження матеріалів проводки свердловин, у т.ч. змін густини бурового розчину по інтервалах буріння, виникнення і ліквідації газопроявів, розрахунків пластового тиску в процесі газопроявів і при випробуванні об'єктів в експлуатаційній колоні дозволяють уточнити очікувані пластові тиски і розрахункові значення густини бурового розчину для буріння проектних свердловин.

Газопрояви з колекторів ліквідовували шляхом поступового обважнювання бурового розчину до рівноваги тиску його стовпа з пластовим тиском газу в покладі. Однак при відновленні буріння у буровий розчин розряджувалися газоносні малоємні низькопроникні прошарки порід, а також постійно відбувалася дифузія газу з вибурених ущільнених газонасичених порід.

Досвід і розрахунки показують, що на інтенсивність останніх двох типів газопроявів, підвищення густини бурового розчину не впливає і навіть небезпечно з точки зору гідророзриву менш міцних порід. В цих випадках ефективною є технологічна операція збільшення циклів промивки свердловини з дегазацією бурового розчину.

Аналіз геологічної будови і умов проводки свердловин вказує на дуже складні гірничо-геологічні умови розрізу проектних свердловин і дозволяє виділити в ньому до трьох інтервалів, несумісних щодо умов буріння, котрі визначають конструкцію свердловин.

Конструкція свердловин буде запроектована виходячи з умов геологічного розрізу свердловини з урахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння. Конструкція свердловини повинна забезпечувати [11]: міцність і довговічність свердловини як технічної споруди; надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і вимоги охорони надр і навколишнього середовища; мінімум витрат на одиницю видобутої продукції; доведення свердловини до проектної глибини; досягнення проектних режимів експлуатації; найповніше використання природної енергії для транспортування газу; проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних досліджень.

Особливістю експлуатації проектного об'єкту є необхідність проведення вогневих та вогненебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу. Одна з основних умов безпечної експлуатації свердловини – її герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та ін. Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем. Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації дії персоналу передбачено планом ліквідації аварійних ситуацій.

## Розділ 2. Техніко-технологічна частина роботи

### 2.1 Вибір і обґрунтування прогресивної конструкції свердловини

За загальним визначенням свердловина являє собою вертикальний або похилий циліндричний ступінчастий канал зв'язку денної поверхні із продуктивним горизонтом, що звужується донизу (рис. 2.1) [10].

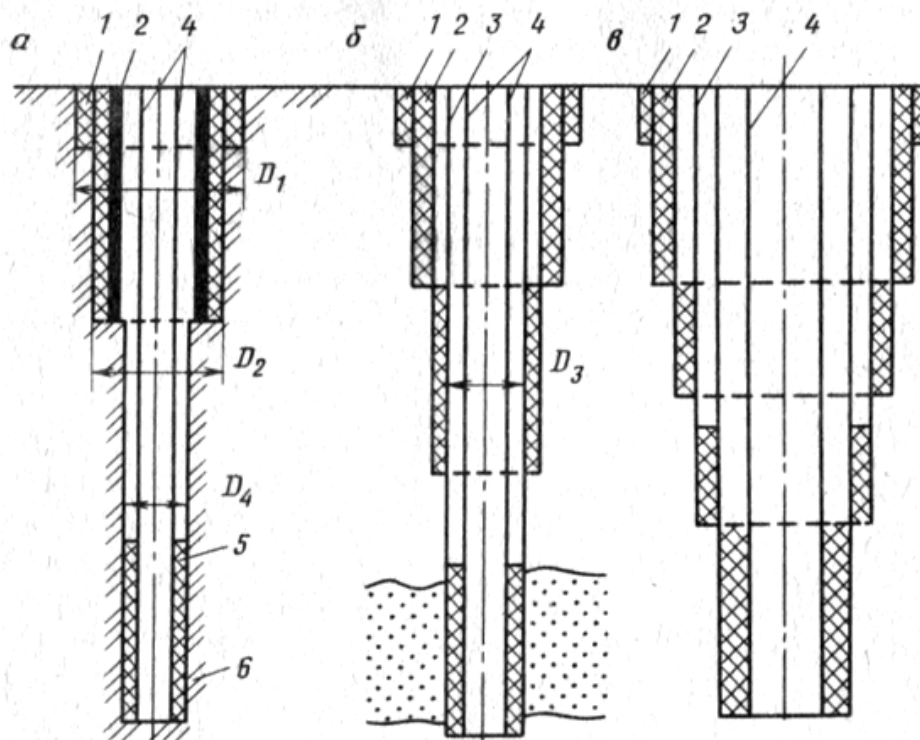


Рисунок 2.1. Схематичне зображення конструкції свердловини

Верхня частина свердловини називається гирлом, а дно – вибоєм. Довжина свердловини – це відстань від гирла до вибою за віссю стовбура, а глибина – відстань від гирла до вибою за проекцією вісі на вертикаль. Для вертикальної свердловини ці поняття ідентичні. За глибиною (довжиною) свердловини розподіляються на окремі ділянки зі своїми специфічними назвами. Сама верхня ділянка, що межує безпосередньо із гирлом свердловини, як правило, лежить в зоні легкокорозивних порід. Тому буріння свердловини починають зі спорудження початкового колодязя-шурфу глибиною 4 - 8 м квадратного перетину. У цей шурф, до глибини залягання стійких гірських порід, встановлюють трубу

відповідної довжини і діаметра. Простір між стінками шурфу і трубою заповнюють бутовим каменем і заливають цементним розчином. Цю початкову ділянку свердловини та саму обсадну колону (див. рис. 2.1, поз. 1) називають напрямком (шахтним). Він забезпечує стійкість верхньої ділянки свердловини. На трубі, опущеній в шурф, у верхній її частині попередньо вирізують вікно для пропуску лотка-жолоба, по якому зі свердловини в систему очищення при бурінні направляється буровий розчин. Наступні нижні ділянки свердловини – циліндричні. Відразу за напрямком споруджують ділянку свердловини на глибину від 50 до 400 м, діаметром до 900 мм; ця ділянка свердловини закріплюється обсадною трубою (рис. 2.1, поз. 2), яку називають кондуктором. Простір між стінками свердловини і зовнішньою поверхнею кондукторної обсадної труби заповнюють під тиском цементним розчином, що дозволяє, окрім іншого, розмежувати між собою водоносні горизонти. Після цього пробурюється наступна ділянка свердловини меншого діаметру; цей інтервал також закріплюють обсадними трубами, так званою проміжною колоною (рис. 2.1, поз. 3). Причому в свердловині, в залежності від її глибини, фізичних властивостей гірських порід та інших факторів, може бути різне число проміжних колон. Тоді ці колони обсадних труб, відповідно, називають першою проміжною колоною, другою проміжною колоною і т.д. Колону труб, що призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводоносних горизонтів, а також і для транспортування з продуктивного пласта рідини, газу або закачування в пласт рідини або газу, називають експлуатаційною (рис. 2.1, поз. 4) [12].

Зазвичай верхній кінець колони обсадних труб установлюють на гирлі свердловини. Інколи верхній кінець колони обсадних труб установлюють на значній глибині від гирла. Такі колони називають потайними чи хвостовиками.

Частина експлуатаційної колони, яка складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску у свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається фільтром.

Конструкцію свердловини рекомендується проектувати в такій послідов-



ності [13]: встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску; вибір видів обсадних колон; проектування діаметрів обсадних колон та доліт для буріння під кожну колону; обґрунтування інтервалів тампонування кожної колони.

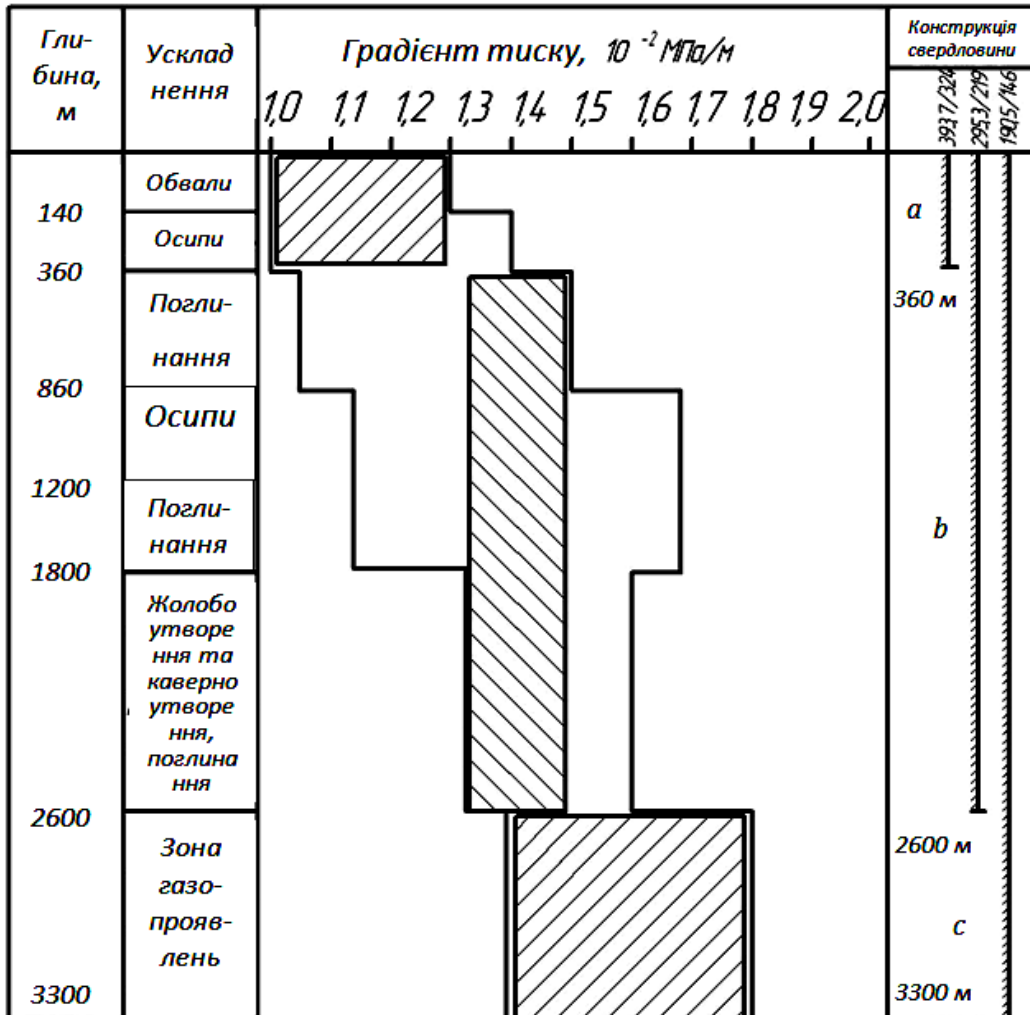


Рисунок 2.2. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання до проектування конструкції свердловини

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

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

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

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

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

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Дачної газонадної площі Харківського району Харківської області і складає – 146 мм.

Таблиця 2.1

*Характеристика конструкції свердловини для умов Дачної газонадної площі Харківського району Харківської області*

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напряв	-	630	10	До гирла	-
Кондуктор	<i>a</i>	324	360	До гирла	393,7
Проміжна	<i>b</i>	219	2600	До гирла	295,3
Експлуатаційна	<i>c</i>	146	3300	До гирла	215,9

Відповідно до графіка (рис. 2.2) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- в інтервалі 0 - 10 м – направляюча колона (із заповненням затрубного простору бутовим каменем і заливкою цементним розчином);

- в інтервалі 0 - 360 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 2600 м – проміжна колона, з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 3300 м – експлуатаційна колона, з повною цементацією затрубного простору.

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону [14]:

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

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:

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

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

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора:  $D_{\text{зн}}^{\text{к}} = 324$  мм, з діаметром муфти -  $D_m^{\text{к}} = 351$  мм.

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^{\text{к}} = D_m^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_o^k = 393,7$  мм.

б) діаметр шахтного напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^h = D_o^k + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо  $D_{\text{зн}}^h = 444,5$  мм (електрозварні труби).

В результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Дачної газоносної площі Харківського району Харківської області.

## 2.2 Вибір способу буріння свердловини

На даний час глибокі нафтогазові свердловини бурять обертальним способом з передачею руху долоту з гирла свердловини від ротора через колону бурильних труб або безпосередньо від валу (або через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного вибійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура (досить зрідка) [15].

Доцільність застосування тих чи інших способів буріння і різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних факторів. Ці рішення переглядаються в міру вдосконалення технології і техніки буріння, зміни і уточнення умов проводки свердловин, тобто накопичення досвіду буріння. Можливо поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками. Тому прийнятний спосіб буріння повинен допускати, по-перше, використання таких видів бурових розчинів і такої технології проводки стовбура, які найбільш повно відповідали б умовам попередження ускладнень та їх ліквідації, а також якісного розкриття продуктивного пласта, а по-друге – досягнення високого ступеню

стійкості стінок стовбура свердловини із постійною його конфігурацією за віссю; окрім сказаного, повинні забезпечуватися найбільш високі показники механічних швидкостей, проходок на долото; необхідно передбачати можливість використання доліт різних типів відповідно до механічних і абразивних властивостей гірських порід та глибини їх залягання.

Важливо передавати на вибій достатню потужність при будь-яких глибинах буріння з найменшими втратами і такий крутний момент, який був би достатній для створення належних умов об'ємного руйнування гірських порід.

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.



*Рисунок 2.3. До пояснення принципів та обладнання роторного буріння*

За роторного буріння установлений у центрі бурової ротор одержує обертання від двигунів привода бурової установки (рис. 2.3). Ротор у свою чергу передає обертання ведучій трубі, а через неї бурильним трубам і долоту [10]. Ротори бурових установок призначені для обертання вертикально підвішеної бурильної колони з частотою 30 - 300 хв<sup>-1</sup> при роторному бурінні та сприйняття реактивного крутного моменту при бурінні вибійними двигунами. Вони слугу-

ють і для утримання маси колон бурильних або обсадних труб, що встановлюються на столі ротора чи клинах або на елеваторі. Ротори також використовуються для відгвинчування та згвинчування труб у процесі виконання спуско-піднімальних операцій (СПО), ловильних і аварійних робіт. Ротор являє собою конічний зубчастий редуктор, ведене конічне колесо якого насаджено на втулку, з'єднану зі столом. Вертикальна вісь стола ротора розташована по вісі свердловини.

Для умов Дачної газоносної площі Харківського району Харківської області та виходячи з технічної оснащеності підприємства-підрядника, приймаємо роторний спосіб буріння з можливістю корегування номенклатури технічного забезпечення проходки під час реалізації проектованої технології.

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

Відповідно до особливостей спорудження нафтових і газових свердловин, їх, в основному, проходять долотами, що руйнують усю поверхню вибою. Такі долота відносять до породоруйнівного інструменту так званого «суцільного буріння». У розвідувальному і пошуковому бурінні на певних інтервалах відбираються зразки породи у вигляді стовпчика (керна) за допомогою бурильних голівок (колонкових доліт), що руйнують породу по кільцевому вибою. Для розбурювання цементних пробок, зарізування нових стовбурів при багатовибійному бурінні, розширення пробурених свердловин і виконання інших робіт застосовують спеціальні бурові долота [14].

Бурові долота в процесі обертального буріння можуть чинити різну дію на гірську породу. Залежно від способу відділення часток гірської породи від її масиву на вибої, розрізняють долота: дроблячої дії (ударної); дробляче-сколюючої (ударно-зсуваючої) дії; стирально-різальної дії; різально-сколюючої дії.

Конструктивне оформлення бурового породоруйнівного інструменту засноване на принципах реалізації способу дії на гірську породу і залежить від

його призначення [10]. Найбільшого поширення в практиці бурових робіт набули породоруйнівні інструменти наступних типів: шарошкові долота дробляче-сколюючої дії, що застосовують для буріння порід будь-якої твердості. Залежно від конструктивного виконання конкретного долота, при руйнуванні гірської породи здійснюється ударна, або зрушуюча і ударна дії на вибій озброєнням шарошки; алмазні і твердосплавні бурові долота стирально-різальної дії застосовують для буріння твердих, але крихких порід (особливо ефективні алмазні долота при бурінні міцних порід на великих глибинах); лопатеві долота різально-сколюючої дії ефективні для буріння м'яких і пластичних порід роторним способом. Але на даний час бурова справа характеризується все більш широким застосуванням доліт алмазно-твердосплавного типу під аббревіатура PDC, що є першими буквами англійської назви матеріалу різців – «полікристалічна алмазна композиція». Долота PDC за характером руйнування гірської породи слід віднести до різально-сколюючих інструментів. Але ці долота призначені для розбурювання не лише пластичних, але і пластично-крихких гірських порід.

Таблиця 2.2

*Коротка характеристика прийнятих доліт для умов геологічного розрізу Дачної площі*

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за твердістю/буримістю	категорія за абразивністю			
0-360	I-II	I-II	ШЗ93,7М-ЦВ	180	470
360-860	III	II	Ш295,3М-ГНУ	82	400
860-1800	IV	III	Ш295,3С-ГВ	82	400
1800-2600	VI	IV	Ш295,3ТЗ-ГН	90	400
2600-3300	VI	V	Ш215,9ТЗ-ГНУ	37	250

Бурове долото випробовує при роботі значні статичні і динамічні навантаження, а також дію змінного крутного моменту; тому їх конструкція має бути

розрахована на економічно обґрунтований термін служби. Відновлення доліт, в більшості випадків, економічно не виправдовується при сучасній техніці їх виробництва. Спроби створення доліт із змінними робочими органами до теперішнього часу не дали надійних позитивних результатів.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [10, 14]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Оскільки для спорудження проектованої свердловини прийняті до застосування шарошкові долота (рис. 2.4), нижче наводяться основні відомості щодо їх особливостей.



*Рисунок 2.4. Шарошкові долота*

Нині для ефективного буріння гірських порід випускають 13 типів шарошкових доліт з різними фізико-механічними властивостями, які рекомендується використовувати в різних за твердістю та абразивністю породах. Такі долота виготовляють з високоякісних сталей з подальшою хіміко-термічною обробкою найбільш відповідальних і швидкозношуваних деталей [14]. Створені конструкції шарошкових доліт з однією, двома, трьома, чотирма та шістьма шарошками.

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



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

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

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

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

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

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

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

## 2.4 Вибір конструкції бурильної колони

Сполучною ланкою між буровим обладнанням, розташованим на денній поверхні, і свердловинним інструментом (бурове долото, випробувач пластів, ловильний інструмент та ін.), використовуваним в розглянутий момент часу для виконання будь-якої технологічної операції в стовбурі свердловини, є бурильна колона (БК) [10]. На останню покладено завдання виконання значного кола функцій, визначуваних характером конкретних свердловинних робіт, головними з яких є наступні. БК є каналом для підведення на вибій енергії, необхідної для обертання долота: механічної – при роторному бурінні; гідравлічної – при бурінні з гідравлічними вибійними двигунами (турбобур, гвинтовий вибійний двигун); електричної – при бурінні електробурами (через розташований всередині спеціальних бурильних труб кабель). БК сприймає і передає на стінки свердловини (а також на ротор) реактивний крутний момент при бурінні з вибійними двигунами. БК є каналом для здійснення замкнутої циркуляції робочого агента (рідини, газорідинної суміші, газу), причому робочий агент внутрішнім каналом бурильних труб рухається вниз до вибою, захоплює зруйновану породу (шлам), а далі кільцевим простором, утвореним зовнішньою поверхнею бурильних труб та стінками свердловини, рухається вгору до гирла свердловини (так звана пряма промивка). БК служить для створення (вагою нижньої частини), або передачі (при примусовій подачі інструменту) осьового навантаження на долото, сприймаючи одночасно динамічні навантаження від працюючого долота, частково гасячи і відображаючи їх назад на долото і частково пропускаючи їх вище. БК може служити каналом зв'язку для отримання інформації з вибою або передачі керуючого впливу на свердловинний інструмент.

За СПО БК служить для спуску і підйому долота, вибійних двигунів, різних компонок низу БК (так звані КНБК), пропуску свердловинних контрольно-вимірювальних приладів, для опрацювання стовбура свердловини, здійснення проміжних промивок з метою видалення шламових пробок і ін.

При кріпленні свердловини БК використовується для підготовки стовбура власне до кріплення; спуску і установки секцій обсадних колон, хвостовиків, летучок; цементування свердловин з метою закріплення обсадних колон в стовбурі свердловини і роз'єднання пластів.

При ліквідації ускладнень і аварій, а також проведенні досліджень в свердловині і випробуванні пластів, БК служить: для закачування і продавлювання в пласт тампонажних матеріалів; для спуску і установки пакерів з метою проведення гідродинамічних досліджень пластів шляхом відбору або нагнітання рідини; для спуску і установки перекивачів з метою ізоляції зон поглинань, зміцнення зон осипань або обвалів, установки цементних мостів та ін.; для спуску ловильного інструменту і роботи з ним.

При бурінні з відбором керна (зразка гірської породи) зі знімною колонковою трубою бурильна колона служить каналом, по якому здійснюється спуск і підйом колонкової труби (грунтоноски).

У деяких випадках, за виникнення гострих проблем із доставкою обсадних труб на бурову, ускладненнях або аваріях, БК може використовуватися як обсадна, щоб уникнути ускладнень або неминучого посилення їх.

Зі зміною умов, способів і вдосконаленні техніки і технології буріння одні з функцій БК можуть відпасти і з'явитися інші, специфічні.

БК (за винятком колони безперервних гнучких труб, так звана КГТ) складається з бурильних труб, поєднаних між собою за допомогою різьбового з'єднання [16]. З'єднання труб між собою, зазвичай, здійснюється за допомогою спеціальних сполучних елементів – бурильних замків, хоча можуть використовуватися і беззамкові бурильні труби. При підйомі БК (з метою заміни зношеного долота або при виконанні інших технологічних операцій) бурильна колона кожен раз розбирається на більш короткі ланки з установкою останніх всередині

ні вишки, на спеціальному майданчику – свічнику або (у виняткових випадках) на стелажах поза бурової вишки, а при спуску БК знову збирається в довгу колону.

Для підвищення маси і жорсткості нижньої частини бурильної колони застосовують обважені бурильні труби (ОБТ). Їх застосування дозволяє колоні працювати більш спокійно, зменшити обриви труб та викривлення свердловини.

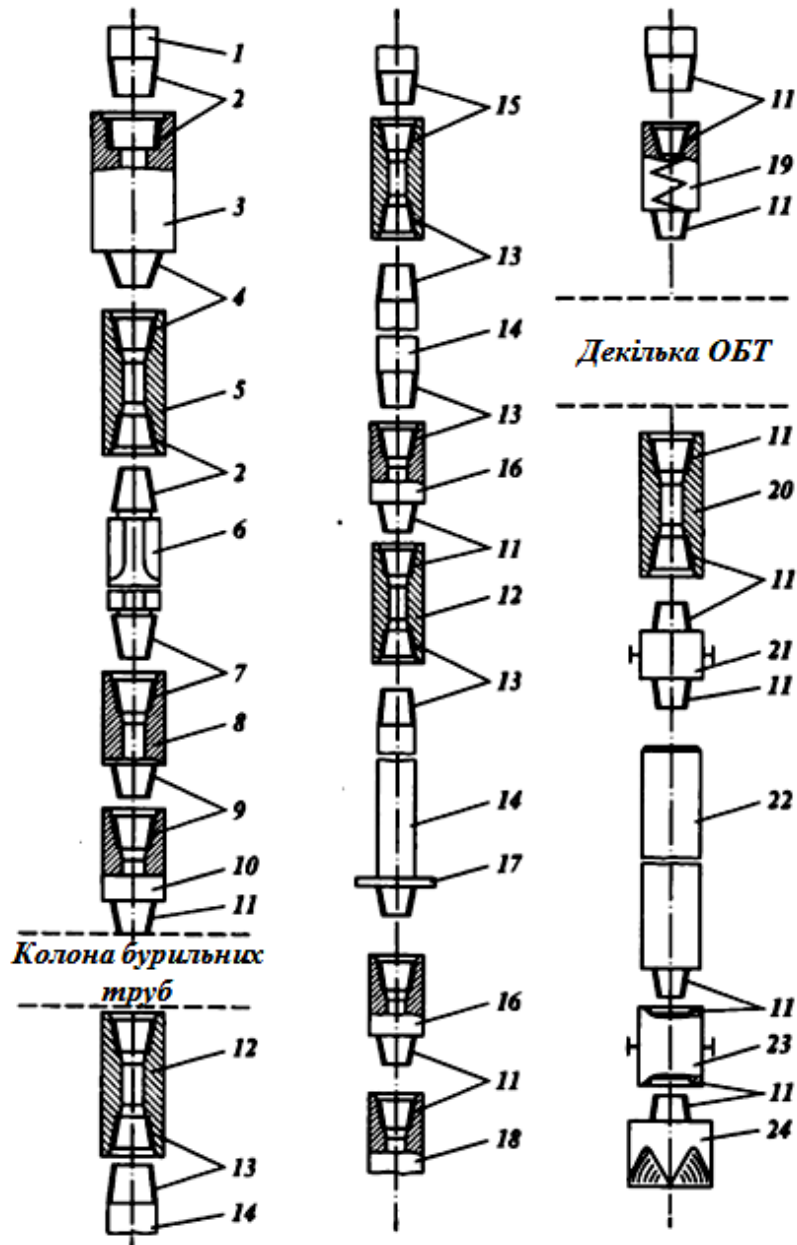


Рисунок 2.5. Принципова схема компонування БК: 1 – стовбур вертлюга; 2, 7 – ліва і права трубні різьби; 3 – перехідних вертлюга; 4, 9 – ліва і права замкові різьби; 5, 8 – верхній і нижній штангові перевідники; 6 – ведуча труба; 10 – запобіжний перехідних; 11 – замкова різьба; 12 – замкова муфта; 13 – трубна різьба; 14 – бурильна труба (6 м); 15 – сполучна муфта; 16 – перехідний перехідних; 17 – запобіжне кільце; 18 – бурильні труби; 19 – амортизатор; 20 – муфтовий перехідних; 21 – центратор; 22 – вибійний двигун; 23 – калібратор; 24 – бурове долото

Збирати і розбирати БК з розбиранням її на окремі (поодинокі) труби було б незручно і нераціонально. Тому окремі труби попередньо (при нарощуванні інструменту) збираються в так звані бурильні свічки, які в подальшому (поки буріння ведеться даною бурильної колоною) не розбираються.

Свічка довжиною 24 - 26 м складається з двох, трьох або чотирьох труб при використанні труб довжиною відповідно 12, 8 і 6 м, причому останньому випадку, з метою зручності, дві 6-метрові труби попередньо з'єднуються за допомогою сполучної муфти в двотрубку (коліно), яка в подальшому не розбирається.

До складу БК зазвичай включають центратори, калібратори, стабілізатори, досить часто – метало(шламо)вловлювачі, зворотні клапани, іноді – спеціальні механізми і пристрої, такі як розширювачі, маховики, вибійні механізми подачі, хвилеводи, резонатори, амортизатори поздовжніх і крутильних коливань, протекторні кільця, що мають відповідне призначення.

Для керованого викривлення стовбура свердловини в заданому напрямку або ж, навпаки, для виправлення вже викривленого стовбура до складу БК включають відхилювачі, а для збереження прямолінійного напрямку стовбура свердловини використовують спеціальні, нерідко досить складні, КНБК.

Принципова схема компонування бурильної колони показана на рис. 2.5.

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [17].

На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакової по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром.

Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [10].

Виходячи з позначених передумов, запишемо рекомендоване співвідношення для обґрунтованого визначення конструкції БК (для  $D_o \leq 295,3$  мм):

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

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

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

Таблиця 2.3

*Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ із зовнішнім діаметром 140 мм*

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

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.

Вибір компоновки низу бурильної колони (КНБК)

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викри-

вленню 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.

Довжина і компоновка ОБТ

Для прийнятої одноступінчатої компоновки (інтервал буріння під експлуатаційну обсадну колону), необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KG_{\delta}}{q_{\text{ОБТ}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (2.7)$$

де  $l_{\text{ОБТ}}$  – довжина ОБТ, м;

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

$G_{\delta}$  – осьове навантаження на долото, кг;

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

$\rho_{\text{м}}$  – щільність матеріалу труби, кг/м<sup>3</sup>;

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

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

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

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

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

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

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

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,178^4 - 0,09^4) = 0,000046 \text{ м}^4, \quad (2.9)$$

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

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

Якщо  $l_{ОБТ} \geq l_{ОБТ}^{кр}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновання ОБТ центрувальні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [10, 18], для проєктованого випадку центратори будуть встановлені на відстані 125 м (загалом 1 центратор).

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб (НК), для нього вибирають труби групи міцності «Д» з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250 - 300 м.

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

#### Довжина і компоновка СБТ

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

Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності «Д» з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають з умов допустимої напруги на розтягування за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m (G_{ОБТ} + G + G_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.10)$$



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

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

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

$G_{OBT}$  – вага ОБТ, Н;

$G$  – вага вибійного 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 із вибійним двигуном  $n = 1,3$ ; при роторному бурінні  $n = 1,4$ );

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 1000$  м.

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

Довжина другої і наступних секцій визначається за наступними розрахунковими формулами:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.11)$$

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_2 = 325$  м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_3 = 300$  м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_4 = 275$  м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_5 = 325$  м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_6 = 400$  м.

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

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

Враховуючі проектну глибину свердловини:

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

$$l_7 = 3300 - (225 + 300 + 1000 + 325 + 300 + 275 + 325 + 400) = 150 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_7 = 150$  м.

Таблиця 2.4

*Параметри бурильної колони, зібраної з труб типу ТБВ із зовнішнім діаметром 140 мм*

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			от	до			
7	11	К	0	150	150	0,395	108,6
6	10	К	150	550	400	0,368	147,2
5	9	К	550	875	325	0,337	109,5
4	11	Д	875	1150	275	0,395	108,6
3	10	Д	1150	1450	300	0,368	110,4
2	9	Д	1450	1775	325	0,337	109,5
1	8	Д	1775	2775	1000	0,308	308,0
НК	11	Д	2775	3075	300	0,395	118,5
ОБТ	44	Д	3075	3300	225	1,454	327,2
<b>РАЗОМ</b>							<b>≈1399</b>

В результаті проведеного ґрунтового розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння (Дачна газоносна площа Харківського району Харківської області).

## 2.5 Вибір ефективних режимів буріння

Режим буріння за визначенням – це поєднання факторів, що визначають

швидкість і вартість проходки конкретного інтервалу гірських порід, виділеного як режимна пачка. Режимна пачка – це безперервний інтервал буріння, в якому геолого-технологічні умови приймаються постійними, незалежними від глибини залягання гірських порід в межах пачки. Такі інтервали мають й іншу назву - пачки однакової буримості гірських порід [10].

Основними факторами, що визначають режим обертального буріння, є: тип і клас породоруйнівного інструменту; режим роботи породоруйнівного інструменту; спосіб обертання породоруйнівного інструменту.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників при даних умовах буріння, називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати спеціальні завдання: проводка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини та максимального виходу керна, витримка умов якісного розкриття продуктивних пластів. Режимми буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними.

Кожен параметр режиму буріння по-своєму впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра може залежати від рівня іншого, тобто може спостерігатися їх взаємний вплив.

При обертальному бурінні режим роботи долота прийнято задавати наступними параметрами:

- 1) осьовим навантаженням на долото, кН;
- 2) частотою обертання долота, об/хв ( $\text{хв}^{-1}$ );
- 3) кількістю промивальної рідини або стисненого повітря, що подаються на вибій для виносу зруйнованої гірської породи і охолодження інструменту,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

На взаємодію долота з гірськими породами чинить істотний вплив склад і параметри бурових розчинів, які проектуються, головним чином, відповідно до геологічних умов проходки свердловин. При навантаженні долота осьовим навантаженням створюється необхідний для руйнування гірської породи напружений стан і здійснюється відбір енергії від породоруйнівного інструменту для

забезпечення послідовного руйнування породи по всьому вибою. Слід зазначити, що породоруйнівні інструменти, оснащені алмазно-твердосплавними пластинами і різцями, експлуатуються при навантаженнях на порядок менших, ніж шарошкові долота.

За частотою обертання розрізняють такі режими роботи породоруйнівного інструменту: низькооборотне (роторне) буріння, за якого частота обертання не перевищує значень в 90 об/хв; середні частоти обертання, в межах яких виділяють діапазони 90 - 250 об/хв та 250 - 450 об/хв; характерні при роботі доліт із об'ємними вибійними двигунами і редукторними турбобурами та електробурами; високооборотне буріння, з частотою обертання понад 450 об/хв, реалізується при бурінні з безредукторними турбобурами і електробурами.

Промивка або продування свердловини повинні забезпечувати повне і своєчасне видалення шламу з вибою і зі стовбура свердловини, а також забезпечувати роботу гідравлічних вибійних двигунів. Витрата бурового розчину, попередньо, підбирається з означених умов.

#### Осьове навантаження на долото $C_d$

визначають за наступними методиками

$$C_d = k_n p_{ш} F_k \quad (2.12)$$

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

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

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

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

Значення контактної площі  $F_k$  для тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [14]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото необхідно порівняти із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [ $C_d$ ].

Осьове навантаження можна визначити також виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_{\delta} = c_n D_{\delta}, \quad (2.13)$$

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

$D_{\delta}$  – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Значення величин питомого навантаження для різних типів доліт

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

$$\underline{\text{Ш393,7М-ЦВ}} \quad C_{\delta} = 0,8 \cdot 200 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 60800 \text{Н} \approx 61 \text{кН} < [C_{\text{д}}]=470 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3М-ГНУ}} \quad C_{\delta} = 0,8 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 270 \cdot 10^{-6} = 86400 \text{Н} \approx 86 \text{кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3С-ГВ}} \quad C_{\delta} = 0,8 \cdot 800 \cdot 10^6 \cdot 330 \cdot 10^{-6} = 211200 \text{Н} \approx 211 \text{кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ-ГН}} \quad C_{\delta} = 0,8 \cdot 1500 \cdot 10^6 \cdot 241 \cdot 10^{-6} = 289200 \text{Н} \approx 289 \text{кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш215,9К-ГНУ}} \quad C_{\delta} = 0,8 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 153 \cdot 10^{-6} \approx 244800 \text{Н} \approx 245 \text{кН} < [C_{\text{д}}]=250 \text{кН}.$$

#### Частота обертання долота

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

$$n_{\delta} = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_{\delta} Z}, \quad (2.14)$$

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

$d_{ш}$  – діаметр шарошки, м;

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

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М-ЦВ}} \quad n_{\delta} = \frac{0,176}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3937 \cdot 12} = 4,6 \text{с}^{-1} \approx 280 \text{об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш295,3М-ГНУ}} n_{\partial} = \frac{0,132}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 3,8c^{-1} \approx 230 \text{ об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш295,3С-ГВ}} n_{\partial} = \frac{0,132}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,3c^{-1} \approx 140 \text{ об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ-ГН}} n_{\partial} = \frac{0,132}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 3,6c^{-1} \approx 220 \text{ об/хв};$$

$$\underline{\text{Ш215,9К-ГНУ}} n_{\partial} = \frac{0,065}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 19} = 4c^{-1} = 240 \text{ об/хв}.$$

Витрата промивальної рідини

Витрата промивальної рідини визначається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення вибою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.15)$$

де  $Q_1$  – витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с;

$q_0$  – питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою;

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

$F_{\text{виб}}$  – площа вибою свердловини, м<sup>2</sup>.

$$\underline{\text{Ш393,7М-ЦВ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,45 = 0,055 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3М-ГНУ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,45 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

$$\underline{\text{Ш215,9К-ГНУ}} Q_1 = 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,4 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}.$$

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.16)$$

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

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

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М-ЦВ}} Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,140^2) \cdot 1,2 = 0,128 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3М-ГНУ}} Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,140^2) \cdot 1,2 = 0,064 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3С-ГВ}} Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,140^2) \cdot 0,9 = 0,073 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ-ГН}} Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,140^2) \cdot 0,8 = 0,042 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш215,9К-ГНУ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) \cdot 0,7 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

Таблиця 2.6

*Параметри режиму буріння для умов Дачної газонасної площі Харківського району Харківської області*

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C, даН	n, об/хв	Q, дм <sup>3</sup> /с
Ш393,7М-ЦВ	0-360	6100	280	128
Ш295,3М-ГНУ	360-860	8600	230	64
Ш295,3С-ГВ	860-1800	21100	140	73
Ш295,3ТЗ-ГН	1800-2600	28900	220	42
Ш215,9ТЗ-ГНУ	2600-3300	24500	240	15

### Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою [10]:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.17)$$

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 на нафтогазових родовищах, визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [19].

$$\text{- інтервал буріння 0 - 360 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 360)}{9,81 \cdot 360} \approx 1125 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 360 - 2600 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (14500 \cdot 2600)}{9,81 \cdot 2600} \approx 1555 \text{ кг/м}^3;$$



- інтервал буріння 2600 - 3300 м:  $\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot (15500 \cdot 3300)}{9,81 \cdot 3300} \approx 1660 \text{ кг/м}^3$ .

### Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_m + P_{кл} + P_z + P_{ОБТ} + P_{клОБТ} + P_{обв} + P_\delta \quad (2.18)$$

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

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

$P_{кл}$  - 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;

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

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

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

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

$$Re = \frac{\rho_{np} V d_r}{\eta_{пл}} \quad (2.19)$$

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

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

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

$D_c$  - діаметр свердловини, м;

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

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де  $He$  - критерій Хелстрема;

$$He = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_r^2}{\eta_{\text{пр}}^2} \quad (2.20)$$

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

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}}^{-7} \quad (2.21)$$

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

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

$$V = \frac{Q}{F} \quad (2.22)$$

де  $F$  – площа поперечного перетину,  $\text{м}^2$ ;

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

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

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

$$P_{\text{T}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} d_{\text{в}}} \quad (2.23)$$

$$P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{n}} (D_c - d_{\text{зн}})} \quad (2.24)$$

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

$\beta_{\text{T}}$ ,  $\beta_{\text{кп}}$  – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком (рис. 2.7) заздалегідь знайшовши параметр Сен-Венана  $Sen$  для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{пл}} V} \quad (2.25)$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l, \quad (2.26)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_m = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Delta}{d_2} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (2.27)$$

для кільцевого простору

$$\lambda_T = 0,106 \left( 1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_3} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (2.28)$$

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.

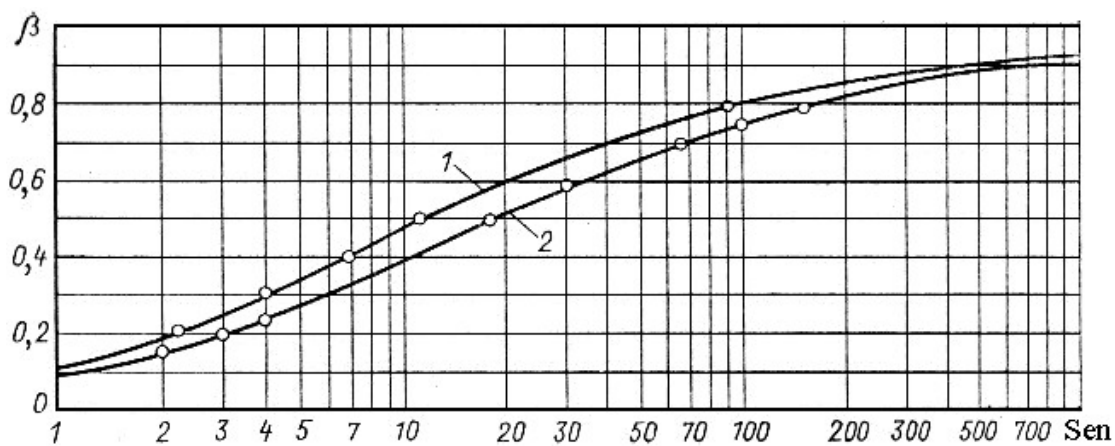


Рисунок 2.7. Залежність коефіцієнту  $\beta$  від параметру Сен-Венана  $Sen$ : 1 – для труб  $\beta_m$ ; 2 – для кільцевого простору  $\beta_{кп}$

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борда-Карно

$$P_3 = \xi \rho_{пр} \frac{V^2}{2} i, \quad (2.29)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;

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

$i$  – кількість замків.

$$\xi = k_{пк} \left( \frac{F}{F_{кп}} - 1 \right), \quad (2.30)$$

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

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_v + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2, \quad (2.31)$$

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.

$$P_{\text{мд}} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.32)$$

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

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.33)$$

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

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

де  $d_n$  – діаметр насадки, м;

$n$  – кількість насадок.

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

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2} \quad (2.34)$$

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 не-

обхідно 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$p_{кп} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3075}{0,6 \cdot (0,124)} = 1,22 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,3 \text{ МПа}.$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3075}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,18 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,2 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3075}{25} = 123 \text{ шт.}$$

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

$$P_3 = 1660 \cdot 141 \cdot \left[ (0,2 \cdot \frac{1,25^2}{2}) + (0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2}) \right] = 0,09 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

Оскільки  $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$  – режим руху турбулентний, тому

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в обв'язуванні

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

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

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

$$V_{\circ} = \mu_{\circ} \sqrt{\frac{2P_{\circ}}{\rho_{np}}}, \text{ м/с.} \quad (2.35)$$

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

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

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

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с}.$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт, тому вибір долота типу Ш215,9ТЗ-ГНУ є виправданим з гідравлічної точки зору.

Сумарна площа насадок  $f_{д}$  гідромоніторного долота

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



Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

В результаті проведених розрахунків отримано стандартну гідравлічну програму промивання свердловини.

## 2.6 Ускладнення та аварії при бурінні

В цілому під ускладненням в свердловині слід розуміти утруднення її поглиблення, викликане порушенням стану останньої [19]. Найбільш поширеними видами ускладнень є такі, що викликають порушення цілісності стінок свердловини, поглинання бурового розчину, нафто-, газо- або водопроявлення.

Обвали порід – виникають внаслідок їх нестійкості (тріщинуватості, схильності розбухати під впливом води). Характерними ознаками обвалів є: значне підвищення тиску на нагнітальній лінії бурових насосів; різке підвищення в'язкості промивальної рідини; винос разом з промивальною рідиною великої кількості уламків порід [20].

Поглинання промивної рідини – явище, при якому рідина, що закачується в свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється менше тиску стовпа промивної рідини в свердловині. Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

Газо-, нафто- і водопроявлення мають місце при проходці свердловин через пласти з відносно високим пластовим тиском, що перевищує тиск промивної рідини. Під дією напору пластової води відбувається її перелив або фонтанування, а під дією напору нафти або газу – безперервне фонтанування або періодичні викиди.

Прихвати бурильного інструменту – його заклинювання або прилипання останнього до стінок стовбура свердловини, що супроводжується повним при-

пиненням руху інструменту (рис. 2.8). Прихвати бурильного інструменту виникають з наступних причин: утворення на стінках свердловини товстої і липкої кірки, до якої прилипає бурильний інструмент, що знаходиться без руху; заклинювання бурильного інструменту у звужених частинах стовбура або в різко викривлених ділянках свердловини; обвали нестійких порід; осадження розбуреної породи в кільцевому просторі внаслідок припинення циркуляції [16].

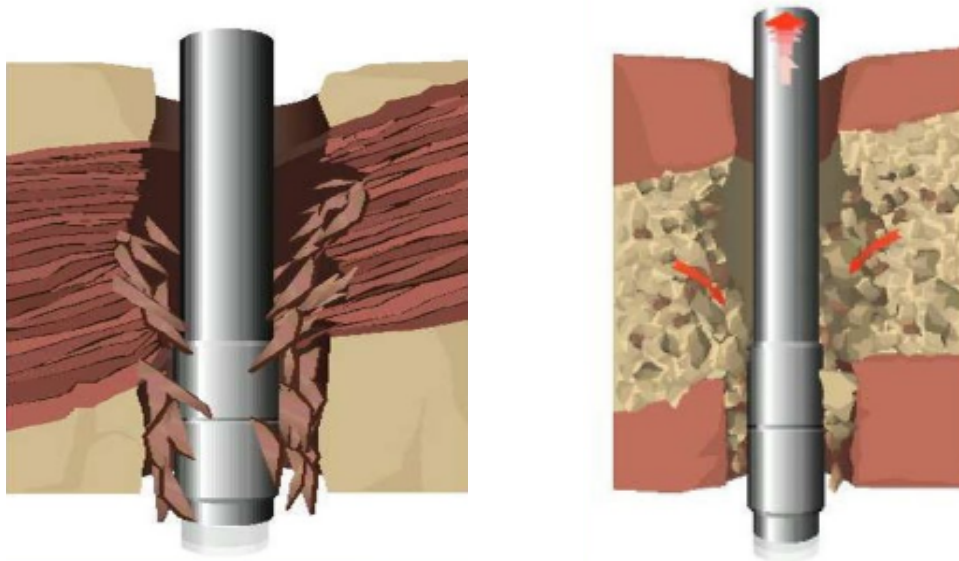


Рисунок 2.8. Свердловинні прихвати бурильного інструменту

Мимовільне викривлення свердловин, тобто відхилення вісі їх стовбура від вертикалі, є досить частим видом ускладнень, що зустрічаються при бурінні вертикальних свердловин обертальним способом [18]. Викривлення вертикальних свердловин тягне за собою ряд проблем: порушення системності запланованої сітки розробки нафтових і газових родовищ, підвищений знос бурильних труб, погіршення якості ізоляційних робіт, неможливість використання штангових насосів при експлуатації свердловин.

Причинами викривлення свердловин є такі фактори: геологічні, технічні, технологічні. До геологічних факторів відносяться: наявність в розрізі свердловин крутопадаючих пластів; часта зміна пластів порід різної твердості; наявність в породах, через які проходить свердловина, тріщин і каверн, анізотропність фізико-механічних властивостей гірських порід. Технічними факторами, що сприяють викривленню свердловин, є: розбіжність вісі бурової вишки з

центром ротора і віссю свердловини; похиле положення столу ротора; застосування викривлених бурильних труб. До технологічних факторів, що обумовлюють викривлення свердловин, відносяться: створення надмірно високих осьових навантажень на долото; невідповідність типу долота, кількості і якості промивальної рідини характеру перебудованих порід.

Аварії, що виникають при бурінні, можна розділити на наступні групи: аварії з долотами (відгвинчування долота при спуску інструменту внаслідок недостатнього його закріплення, злам долота в результаті перевантаження); аварії з бурильними трубами і замками (злам труби по тілу; зрив різьб труб, замків і перевідників); аварії з вибійними двигунами (відгвинчування; злам валу або корпусу); аварії з обсадними колонами (їх зминання; руйнування різьбових з'єднань; падіння окремих секцій труб в свердловину).

Ускладнення в процесі буріння свердловин чинять сильний вплив на зниження техніко-економічних показників процесу розробки родовища. Основними заходами попередження та ліквідації обвалів (осипів) є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) з промиванням буровим розчином, що має мінімальний показник фільтрації і максимально можливу високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки. Виконання наступних рекомендацій дозволяє значно скоротити масштабність прояву негативних сторін технології спорудження свердловин: бурити свердловини слід, за можливості та виправданості, якомога меншого діаметру; бурити від башмака (нижньої частини) попередньої колони до башмака наступної колони необхідно долотами одного розміру; необхідною мінімальною швидкістю висхідного потоку в затрубному просторі є така, що перевищує значення в 1,5 м/с; подавати бурильну колону на вибій потрібно плавно; слід уникати значних коливань густини бурового розчину; перед підйомом БК потрібно обтяжувати розчин, доводячи його густину до необхідної, якщо в процесі буріння відбулося її зниження; забороняється допускати тривале перебування БК без руху.

Для попередження поглинання промивальної рідини застосовують такі методи: промивка полегшеними рідинами; ліквідація поглинання закупоркою

(за рахунок добавок в промивальну рідину інертних наповнювачів – азбесту, слюди, рисового лушпиння, меленого торфу, деревної тирси, целофану) та тампонуванням швидкосхоплювальними сумішами; підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини (добавкою рідкого скла, вапна).

До заходів, що дозволяють уникнути газо-, нафто- і водопроявлення відносяться: правильний вибір густини промивальної рідини; запобігання зниження її рівня при підйомі колони БК і при поглинанні рідини.

Ліквідація прихватів бурильного інструменту складна і трудомістка операція. Тому необхідно вживати всіх можливих заходів, щоб їх уникнути.

Для ліквідації аварій застосовують спеціальні давильні інструменти. Однак найкраще запобігати аварії, строго дотримуючись правил експлуатації обладнання, своєчасно здійснюючи його дефектоскопію, профілактику і заміну.

Заходи щодо запобігання мимовільного викривлення свердловин приймаються відповідно до перерахованих вище факторів. У складних геологічних умовах застосовуються особливі КНБК, що включає калібратори і центратори. Крім того, необхідно: монтаж обладнання проводити відповідно до технічних умов; тип долота вибирати відповідно до типу порід; знижувати навантаження на долото.

Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації аварій на них, висувають низку специфічних вимог до механічних та електромагнітних характеристик матеріалів, використовуваних у бурильному устаткуванні різноманітного призначення [17]. У практиці буріння прихвати бурильних труб відбуваються внаслідок прояву перепаду тиску, з механічних причин в результаті утворення жолобів.

## **2.7 Вибір бурового обладнання**

Відповідно до проектної глибини свердловини (3300 м) і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ-1,

вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4000 м в районах з помірним кліматом.

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

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

#### Конструктивні особливості і переваги

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
  - Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;
  - Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

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

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	270
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	4000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
<b>Вишка УМ 45-225Р</b>	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,6

<b>Основа</b>	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8,5
<b>Талева система</b>	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
<b>Лебідка ЛБУ-750 СНГ</b>	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	750
<b>Вертлюг УВ-250 МА</b>	
Вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	145
<b>Ротор Р- 700</b>	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
<b>Насос УНБТ-950 А2</b>	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
<b>Циркуляційна система</b>	
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	160
Кількість східців очищення	4

#### Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

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

#### Технічна характеристика ротора Р- 700

Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання столу ротора, об/хв (не більш)	350

Передавальне число від приводного валу до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790

**Технічна характеристика вертлюга УВ-250МА**

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

*Вибір талевого канату і талевої системи*

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

Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.36)$$

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 ( $K_1 = 4$ ).

$$T = \frac{4 \cdot 1399}{2 \cdot 632,3} = 4,4$$

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

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

### **Розділ 3. Спеціальна частина кваліфікаційної роботи – удосконалення методів похило-скерованого буріння**

Буріння свердловин – це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, саме тому неприпустимо допускати втрачання такої споруди через невірні інженерні рішення на всіх етапах операцій з проектування і спорудження. Завданням спорудження свердловини є з'єднання продуктивного пласта з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним експлуатаційним каналом при мінімальних витратах. Серед прогресивних інженерних прийомів досягнення поставленого завдання, особливої уваги заслуговує направлене буріння – технічна система, що включає комплекси методів, технологій, апаратних і технічних засобів, покликаних вирішувати проблему спорудження свердловин в заданому напрямі – вивіреною траєкторією, а забій приводити в задану проектом точку з урахуванням можливих допустимих відхилень [20].

Завдання, що вирішуються при застосуванні методів і прийомів направленого буріння, досить різноманітні, та основними є такі (рис. 3.1): визначення і уточнення елементів залягання гірських порід і продуктивних покладів; ефективне керування траєкторіями стовбурів свердловин при будь-якій їх просторовій орієнтації (вертикальні, горизонтальні, такі, що повстають), у тому числі для перетину покладів із заданим кутом зустрічі; реалізація багатостовбурного і кущового буріння; виведення свердловини в заданий проектом інтервал при її значному природному викривленні, шляхом коригування траєкторії свердловини відпилювачами; повторний перетин покладу при його пропуску або незадовільному виході керна; обхід місць складних аварій у свердловині додатковим стовбуром; зниження інтенсивності природного викривлення шляхом застосування технічних засобів і технологій стабілізації напрямку свердловини; буріння вертикально-горизонтальних свердловин у вугільні пласти з метою їх дегазації; буріння бічних похилих свердловин для ліквідації пожеж у свердловинах; буріння вертикально-горизонтальних, розгалужених складно-профільних експлу-



атаційних свердловин з розташуванням горизонтальних і складно-профільних ділянок стовбура в межах нафтогазоносних колекторів для підвищення нафтогазовіддачі і дебіту.

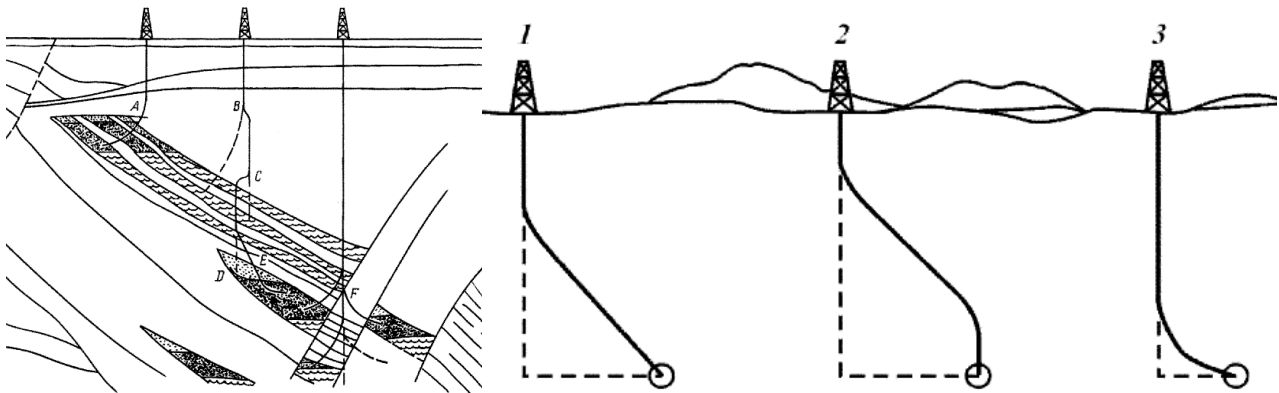


Рисунок 3.1. Типи можливого просторового положення траси свердловин

У практиці нафтогазової справи прийоми направлено буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використовується в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів [10]. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від устя свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення (рис. 3.2).

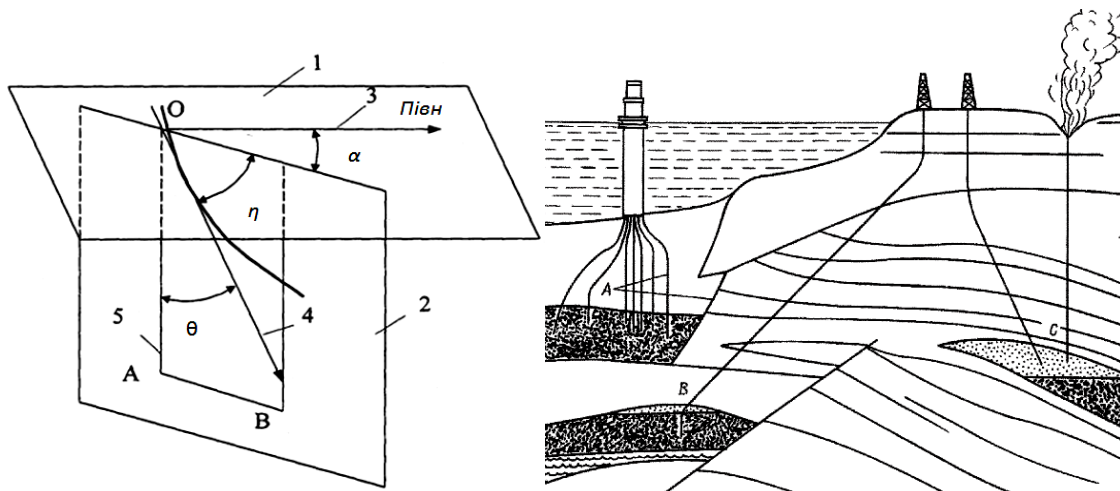


Рисунок 3.2. Просторове положення свердловини: 1 – горизонтальна площина; 2 – апсидальна площина; 3 – магнітний меридіан; 4 – дотична до точки стовбура; 5 – вертикаль через точку виміру кутів

Похила свердловина характеризується довжиною стовбура, зенітним кутом  $\theta$ , азимутним кутом  $\alpha$ . Кожна точка осі свердловини визначається її поточними координатами відносно устя, зенітним і азимутним кутами і кривизною

[18]. Глибина свердловини по вертикалі - відстань  $OA$  від устя до горизонтальної площини, що проходить через забій свердловини, або деяку поточну точку стовбура. Zenітний кут  $\theta$  – кут між дотичною до осі стовбура в даній точці і вертикаллю, що проходить через цю точку. Кут нахилу  $\eta$  – кут між віссю свердловини або дотичної до неї в даній точці і горизонтальною проекцією осі на площину, що проходить через цю точку. Азимутний кут  $\alpha$  – кут між апсидальною і меридіональною площинами. Апсидальною називається вертикальна площина, що проходить через дотичну до осі стовбура свердловини. Азимутний кут обчислюється в горизонтальній площині від прийнятого початку відліку (на північ) до напрямку горизонтальної проекції осі стовбура свердловини за ходом годинникової стрілки. Залежно від прийнятого початку відліку азимутний кут може бути істинним (географічний меридіан), магнітним (магнітний меридіан) або умовним (реперним). Профіль свердловини - проекція осі свердловини на вертикальну площину, що проходить через її устя і вибій.

Оцінка сумарного ефекту від зміни zenітного і азимутного кутів між двома точками стовбура свердловини, може бути здійснена на підставі обрахування куту просторового викривлення  $\psi$  (рис. 3.3).

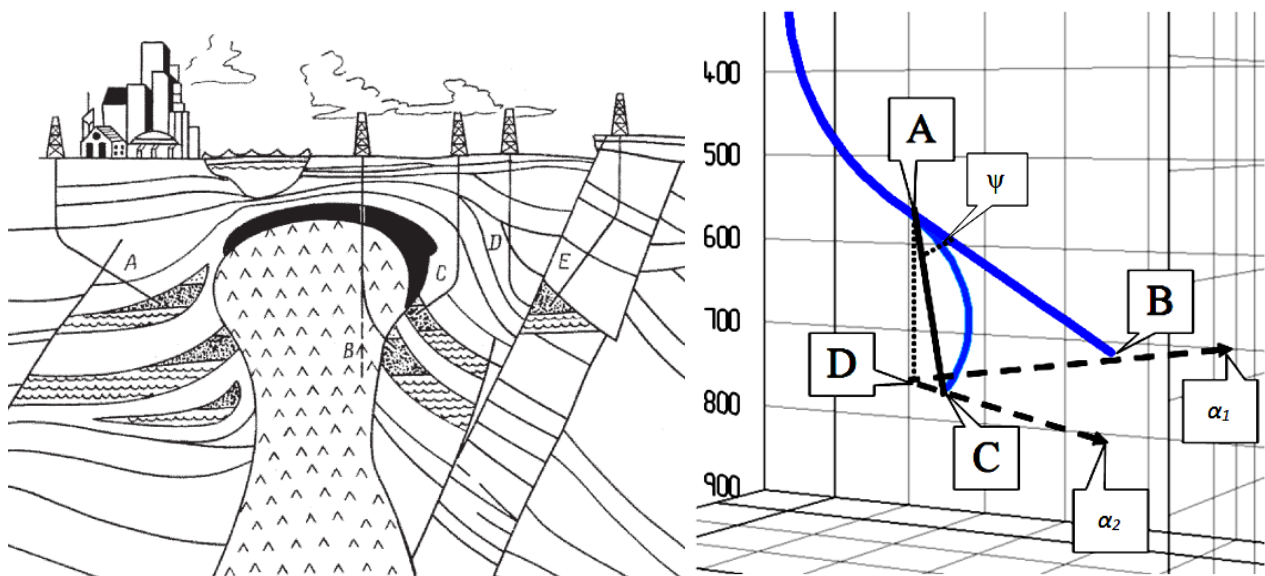


Рисунок 3.3. Схема до визначення просторового куту викривлення свердловини

У точці А стовбур свердловини має zenітний кут  $\theta$  і азимут  $\alpha$ . При постійному азимуті забій свердловини має бути в точці В із zenітним кутом, що дорі-

внюватимете  $\alpha_2$ , але при викривленні в просторі забій фактично опиняється в точці С на тій же вертикальній глибині AD, проте із zenітним кутом  $\alpha_2$  і азимутом  $\theta_2$ . Кут BAC, власне, і є просторовим кутом. Просторова інтенсивність викривлення  $\Psi$  – міра зміни просторового кута на ділянці між двома точками стовбура свердловини. Розрахунок просторової інтенсивності викривлення стовбурів (град./10 м) на інтервалі завдовжки 10 м, або іншої протяжності може здійснюватися за наступною формулою:

$$\Psi = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\theta^2 \cdot \sin^2\left(\frac{\alpha_1}{2} + \frac{\alpha_2}{2}\right)}. \quad (3.1)$$

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин [20]: 1) вертикальні – свердловини із zenітним кутом, що не перевищує  $3^\circ$ ; 2) похило спрямовані – свердловини, траєкторія яких не має ділянок із zenітним кутом, що перевершує  $60^\circ$ ; 3) горизонтальні – свердловини із zenітним кутом  $60^\circ$  і більше.

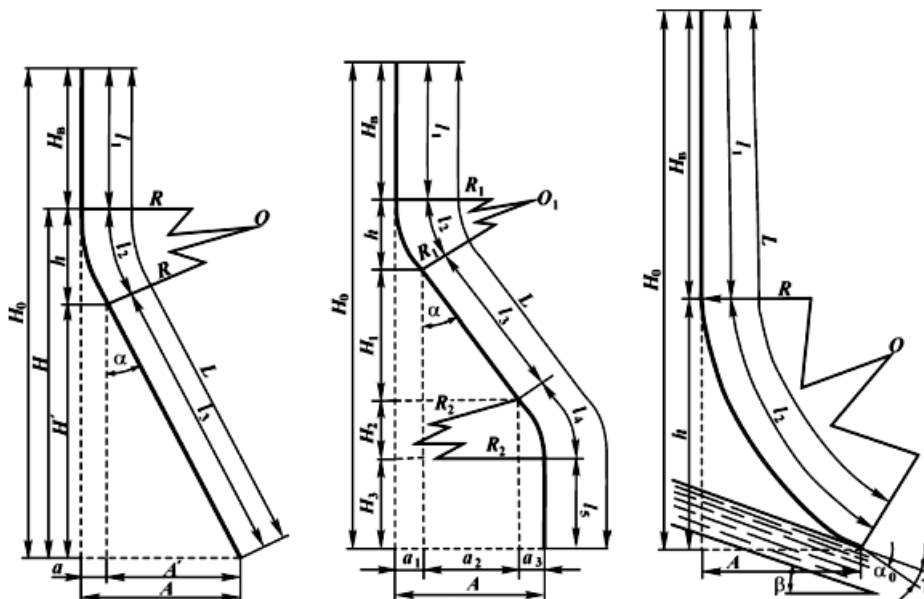


Рисунок 3.4. Варіанти застосовуваних в практиці спорудження свердловин можливих її профілів

Профілі свердловин класифікують по кількості інтервалів стовбура [18]. За інтервал береться ділянка свердловини з незмінною інтенсивністю викривлення (рис. 3.4). При проектуванні профілю призначається особлива точка, в яку повинна привести траєкторія свердловини, що розраховується. При реалізації профілю свердловини потрапити в особливу точку практично неможливо,

тому задається допустима область місцезнаходження фактичного забою свердловини - об'єкт буріння, як правило, об'єкти буріння задаються в плані кругом, радіус якого приймається залежно від мінімальної відстані між сусідніми рядами або свердловинами по сітці розробки родовища і проектної або фактичної глибини по стовбуру до проектної точки. Радіус круга допуску – допустиме відхилення забою свердловини від проектного. Як правило, круг допуску задається на глибині покрівлі продуктивного пласта. Профіль свердловини проектується так, щоб при мінімальних матеріальних витратах на її проходку було забезпечено попадання свердловини в задану точку (область) продуктивного пласта.

Проектна траєкторія похило спрямованих і горизонтальних свердловин повинна відповідати техніко-технологічним обмеженням: не перевищувати значень максимально допустимих бічних відходів стовбура; мати обґрунтовану розрахункову інтенсивність викривлення стовбура на ділянках транспортування та установки експлуатаційного устаткування і розташованих нижче інтервалів; не допускати перевищення значень максимально можливого зенітного куту на ділянці стабілізації та ін. Перелічені вимоги забезпечують ефективне передавання навантаження на долото, гарантований спуск по стовбуру бурильного інструменту, приладів, обсадних колон, а також відповідність бурової установки по вантажопідйомності колон.

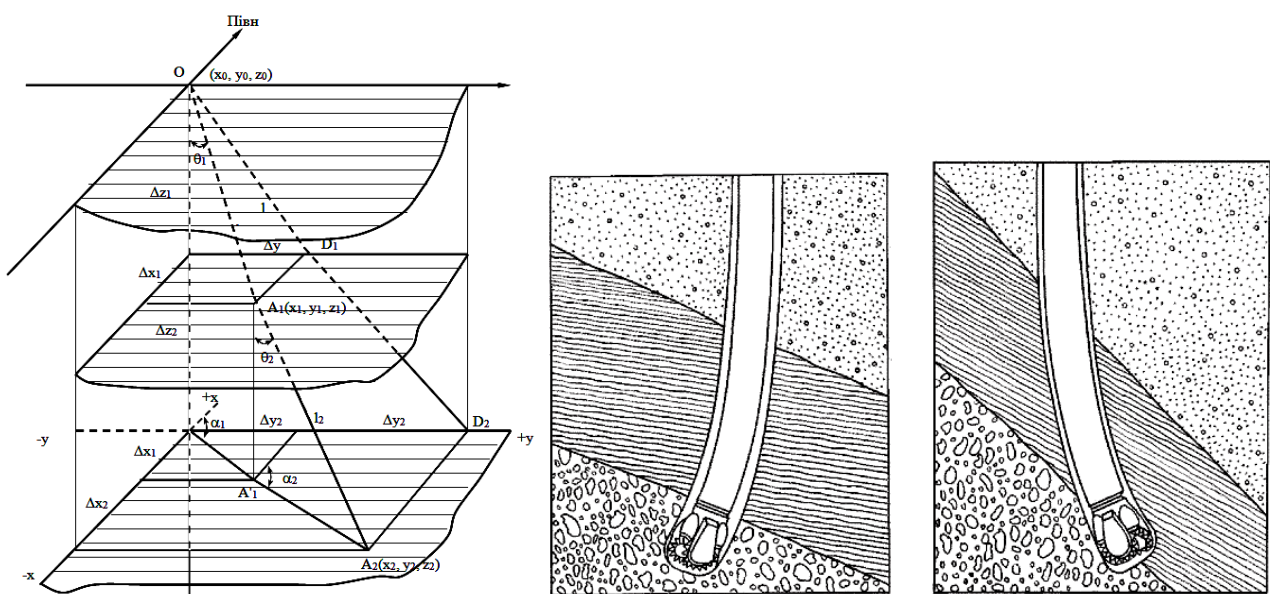


Рисунок 3.5. Визначення можливого просторового положення траси свердловини

Завдання профілізації стовбурів свердловин (рис. 3.5) полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєкторії; попадання в заданий об'єкт буріння (круг допуску); мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

Ділянка осі свердловини  $OA_1A_2$  може бути подана горизонтальною проекцією  $OA'_1A_2$  і вертикальною  $OD_1D_2$ .

При відомих координатах  $(X_0, Y_0, Z_0)$  положення точки  $A_1$  осі свердловини в просторі відповідає координатам  $X_1, Y_1, Z_1$ , що будуть визначатися збільшенням координат  $\Delta X_1, \Delta Y_1, \Delta Z_1$ , на інтервалі  $\Delta l$  ( $AO_1$ ). Значення координат точки  $A_2$  можна знайти з умови

$$X_{A_2} = X_{A_1} + \Delta X_2; Y_{A_2} = Y_{A_1} + \Delta Y_2; Z_{A_2} = Z_{A_1} + \Delta Z_2 \quad (3.2)$$

Наведена схема просторового положення траси свердловини дозволяє отримати формули визначення координат для загального випадку:

$$X_i = X_i + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \cos \alpha_{icp}; \quad (3.3)$$

$$Y_i = Y_i + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \sin \alpha_{icp}; \quad (3.4)$$

$$Z_i = Z_i - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{icp}, \quad (3.5)$$

де  $(X, Y, Z)$  – координати попередньої точки на осі свердловини, м;  $\Delta (X, Y, Z)_i$  – координати на інтервалі  $\Delta l_i$ , м;  $\Theta_{icp}, \alpha_{icp}$  – середні значення відповідно зенітного й азимутального кутів на інтервалі  $\Delta l_i$ , град:

$$\Theta(\alpha)_{icp} = \frac{\Theta(\alpha)_{i-1} + \Theta(\alpha)_i}{2}, \text{ град.} \quad (3.6)$$

При переході азимута свердловини через напрямок  $0^\circ$  (розрахунок провадиться за формулою:

$$\alpha_{icp} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360 + \alpha_i}{2}. \quad (3.7)$$

Довжину вертикальної ділянки, яка має бути не менше 30 - 50 м, вибирають з урахуванням умов попередження перетину сусідніх стовбурів і виходять з таких передумов: із збільшенням довжини вертикальної ділянки збільшується

зенітний кут, необхідний для досягнення заданого відхилення забою від вертикалі, а також довжина стовбура свердловини; із збільшенням довжини вертикальної ділянки знижується точність просторового положення стовбура; глибину початку набору кривизни стовбура і ділянку набору зенітного кута бажано розташовувати в інтервалі залягання стійких порід.

Максимально допустима інтенсивність викривлення стовбура визначається з умов безперешкодного спуску і експлуатації вибійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини [11]. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних вибійних компонок (взаємодіючий комплект, що складається з ОБТ, стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом).

При наведеному бурінні [10, 18], особливо роторному, в вибійному компонуванні використовують ефекти, які призводять до зміни або стабілізації кута нахилу. Вибійне компонування для роторного буріння не може застосовуватися для управління горизонтальним напрямом стовбура або в точках початку зміни.

Стандартна бурильна труба гнучка і викривляється при стискуванні; з цієї причини верхню частину бурильної колони зазвичай в процесі буріння підтримують в розтягнутому стані; практика також доводить, що і ОБТ, в привибійній частині бурильної колони, достатньо гнучкі, щоб зігнутися там, де вони позбавлені бічної опори.

Варіаціями вибійного компонування можна управляти величиною і напрямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення забою так, як це технологічно необхідно. Буріння спрямованих свердловин великого діаметру зазвичай легше, ніж малого.

У свердловинах з відхиленням від вертикалі в 3 градуси і більше, ОБТ вище розвантаженої частини, спираються на нижню частину стінки свердловини, змушуючи долото притискатися до верхньої частини. При цьому, у міру поглиблення стовбура, збільшується кут його нахилу. Така тенденція називається

опорним ефектом, за якого швидкість нарощування кута можна регулювати: вибором відповідного розміру ОБТ, використанням коротких ОБТ і перевідників між стабілізатором і долотом, розподілом інших стабілізаторів відповідно вище за вибійну частину ОБТ, регулюванням навантаження на долото. Гнучкіші компоновання вище точки опори прискорюють нарощування кута нахилу. Збільшення навантаження примушує вибійне компоновання згинатися далі у напрямку початкового прогину.

У гнучких компонованнях, підтримуваних стабілізатором, установка однієї або двох обважених труб над долотом замість наддолотного стабілізатора призводить до того, що ОБТ під стабілізатором прагнуть зайняти вертикальне положення; останнє відоме як ефект схилу [18].

Вибійні двигуни можуть використовуватися не лише для зміни кута і напрямку стовбура, але також для буріння прямих інтервалів (вертикальних або похилих) спрямованої свердловини. Найприйнятніше в інтервалі набору кривизни стовбура свердловини застосовувати укорочений вибійний двигун. В цілях збільшення зенітного кута при бурінні вибійним двигуном використовують наступні КНБК (відповідно до умов буріння) (рис. 3.6, у логічному порядку):

1) долото, двигун, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і ОБТ;

2) долото, секційний турбобур, секції якого сполучені під кутом  $0,5 - 1,5^\circ$ ;

3) долото, наддолотний калібратор, турбінний відхилювач з кутом перекоосу  $1 - 2^\circ$ , ОБТ;

4) долото, відхилювач, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і БТ (при зборці такого компоновання увігнуті сторони перевідника і відхилювача мають бути обернені в один бік);

5) долото, турбобур, відхилювач і БТ (кут перекоосу осей різьби відхилювача, що сполучає останній з турбобуром, рекомендується приймати рівним  $1,5 - 3^\circ$ ;

б) долото, турбобур з металевою накладкою на корпусі, перевідник з перекошеними осями сполучних різьб (встановлюваний в площини накладки), звичайні БТ або ОБТ;

7) долото, турбобур зі встановленою на ніпелі ексцентричною металевою або гумовою накладкою і звичайні БТ або ОБТ [11, 20].

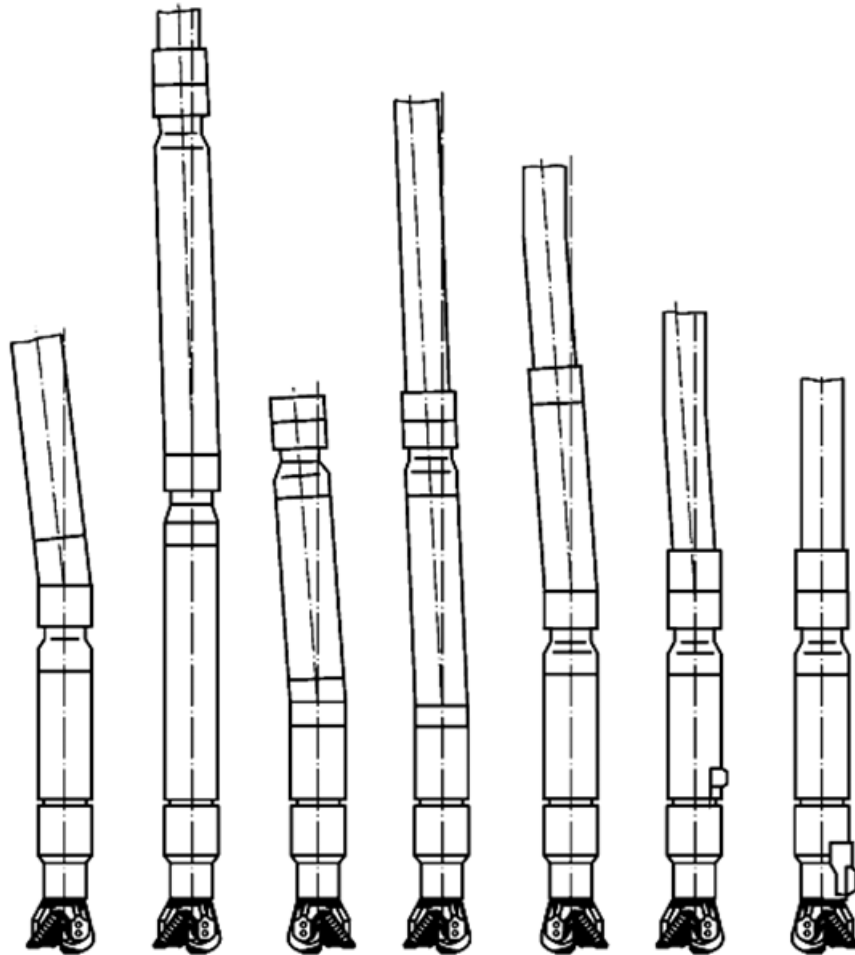


Рисунок 3.6. Компонування низу бурильної колони (КНБК) для направлено буріння

Зміна інтенсивності викривлення стовбура свердловини досягається за рахунок варіативності кута перекосу осей приєднувальних різьб спеціального перевідника і довжини прямого перевідника, що розміщується між долотом і відхилювачем [18]. Таким чином, розглянуті техніко-технологічні методи направлено буріння характеризує певна стаціонарність вибірних показників, що не допускає, у звітній мірі, надійне оперативне регулювання процесу формування траси свердловини з поверхні.



Доволі перспективною технологією в області буріння спрямованих свердловин є застосування гнучких труб (КГТ) [16]. Найголовнішим стримуючим фактором на шляху якнайповнішого використання переваг КГТ при направленому бурінні є відсутність відповідного породоруйнівного інструменту, який би задовольняв загальним вимогам до створення траси свердловини. У відповідності до зазначеного, фахівцями кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка», за участю автора роботи, поставлено задачу удосконалення пристрою для направлено буріння, в якому конструктивні особливості виконання та функціонування робочих органів забезпечують необхідну просторову орієнтацію пристрою незалежно від значень осьового навантаження та твердості порід, і як наслідок цього підвищуються: якість реалізації заданого профілю свердловини, стабільність та точність процесу штучного викривлення, незалежно від розробленості стовбуру; створюються умови для реалізації відповідних значень осьового навантаження на пристрій; за рахунок цього досягається повне виконання геологічного завдання при бурінні свердловин, підвищується інтенсивність та ефективність ведення робіт, збільшується рейсова швидкість буріння.

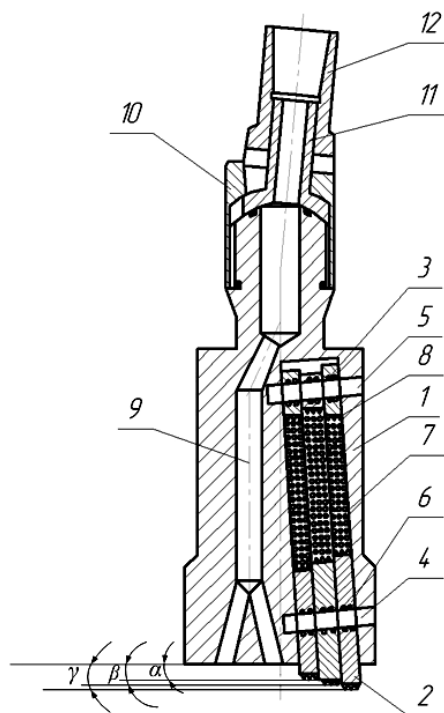


Рисунок 3.7. Загальна схема пристрою для реалізації основ направлено буріння

Задача вирішується тим, що у відомому пристрої для направлено буріння [21], який включає породоруйнівний орган та з'єднувальний шарнірний механізм, міститься корпус в якому уздовж встановлено породоруйнівний орган, який складається з ланцюгів, що мають можливість виходу за межі контуру корпусу під час буріння та зубчастих дисків, які встановлено співосно, із відповідним збільшенням їх діаметру в напрямку до зовнішньої стінки корпусу, у верхній частині якого за допомогою зубчастого з'єднання та змінної втулки встановлено шарнірний механізм.

На рис 3.7 наведена загальна схема пристрою для направлено буріння, де 1 – корпус, 2 – зубчасті диски, 3 – зірочки, що змонтовані на осі 4 та допоміжній осі 5. Зубчасті диски 2 та зірочки 3 закріплено на осях 4 і 5 за допомогою дворядних підшипників кочіння 6. Ланцюги 7 оснащені зубцями 8 і кінематично пов'язані з зубчастими дисками 2 та зірочками 3. Зубчасті диски та зірочки можуть обертатися. Видалення зруйнованої породи з забою відбувається за рахунок подавання промивної рідини через циркуляційний канал 9. Відхилення корпусу пристрою відносно осі бурильних труб та стовбуру свердловини відбувається за рахунок наявності спеціального механізму, що складається зі втулки 10 шарніру 11 та перевідника 12.

Пристрій працює наступним чином: при постановці пристрою на забій та вторгненні його в гірську породу ланцюги 7, на зовнішній поверхні яких розміщені зубці 8 та зубчасті диски 2 руйнують породу. Ланцюги 7 та зубчасті диски 2, а внаслідок кінематичного зв'язку і зірочки 3, обертаються під впливом сил реакції забою свердловини. Різниця в діаметрах зубчастих дисків 2 забезпечує необхідний перекис корпусу 1 пристрою та дозволяє спрямовувати стовбур свердловини у потрібне просторове положення. Кут відхилення свердловини складається з суми кутів, що досягається кожним з дисків 2, тобто  $\alpha + \beta + \gamma$ . Обертання на пристрій передається за рахунок наявності рухомого зубчастого з'єднання між шарніром 11 та корпусом 1. Задля виключення можливості провертання шарніра 11 усередині перевідника 12, його насаджено жорстко. Змі-

ною втулки 10 досягається певне обмеження максимального значення кута перекосу пристрою.

Відмінність діаметрів зірочок позитивно впливає на вибійні процеси руйнування гірської породи та створює умови для якнайефективнішого руйнування, а саме, сколювання. Цей механізм пов'язаний з виникненням значних знакозмінних напружень, обумовлених наявністю моментів пар сил між трьома рухливими ланцюгами. Крім того, інтенсивність викривлення стовбуру свердловини безпосередньо визначається можливістю оперативної заміни робочих органів пристрою – ланцюгів 7 і зубчастих дисків 2, та додаткового обмеження кута перекосу за рахунок втулки 10 у відповідності до необхідних геометричних співвідношень, навіть у польових умовах.

Розглянутий пристрій відрізняє можливість застосування не тільки у експлуатаційних свердловинах, які, як відомо, мають значний діаметр, а також і геологорозвідувальних невеликого діаметру, що у переважній більшості випадків і потребують викривлення. Також він має відносно просту просторової орієнтації, яка передбачає його лише орієнтований спуск, без застосування будь яких інших операцій. Це досягається конструктивним виконанням вузлу перекосу, а саме наявністю рухомого зубчастого з'єднання між шарніром та корпусом пристрою, що в свою чергу допускає перекіс лише в вертикальній площині, положення якої визначається орієнтованим спуском. Незначна відмінність у діаметрах зубчастих дисків та рухомий гвинтоподібний контакт ланцюгів із стінками свердловини забезпечують плавний набір кривизни і жорстке центрування пристрою із відповідним калібруванням стінок свердловини без її розроблення. При симетричній заміні положення зубчастих дисків пристрій можна також використовувати для виправлення викривленого стовбуру свердловини. Створенням потрібного осьового навантаження на породоруйнівний орган неможливо змінити його просторове положення. Саме такі особливості конструктивного виконання та поєднання забезпечують досягнення технічного результату.

Проектний профіль свердловини для умов Дачної газоносної площі Харківської області може бути розроблений за п'ятиінтервальною схемою (рис. 3.8).

Методика проектування профілю свердловини в цілому, та його горизонтальної ділянки зводиться до визначення необхідного початкового zenітного кута ( $\theta$ ) і розрахунку елементів окремих ділянок профілю стовбура.

Початковими даними для розрахунку є:

$H_{nz}$  – глибина проектного горизонту за вертикаллю, м;

$h_8$  – глибина вертикальної ділянки стовбура свердловини, м;

$A_{ТВП}$  – відхилення точки входження в пласт від вертикальної вісі стовбура свердловини, м;

$R_1, R_2$  – радіуси викривлення стовбура в площині початкового і кінцевого викривлень, м;

$\theta_1, \theta_2$  – початковий і кінцевий zenітні кути стовбура свердловини, град.;

$\Delta\alpha$  – зміна азимутного кута стовбура свердловини ( $\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$ , де  $\alpha_1$  та  $\alpha_2$  – початковий і кінцевий азимутні кути стовбура свердловини, град.), град.;

$L_{\Gamma}$  – довжина горизонтальної ділянки стовбура свердловини, м.

Необхідний початковий zenітний кут проектованої свердловини визначається з умови забезпечення входження в пласт в заданій точці. Довжину вертикальної проекції ділянки набору кривизни можна виразити:

$$h_2 = H_{nz} - h_1 - h_3 - h_4, \quad (3.8)$$

або

$$h_2 = R_1 \cdot \sin \theta_1. \quad (3.9)$$

Враховуючи, що

$$h_3 = \frac{A - \theta_2 - \theta_4 - \theta_5}{\operatorname{tg} \theta_1}, \quad (3.10)$$

$$h_4 = R_2 \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1); \quad (3.11)$$

Початковий zenітний кут свердловини за п'ятиінтервального профілю

$$\theta_1 = \arccos \frac{KM + N\sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}, \quad (3.12)$$

де  $K = R_1 \cdot (1 - \cos \theta_2) - A_{ТВІІ}$ ;

$$M = R_1 - R_2;$$

$$N = H - R_2 \cdot \sin \theta_2.$$

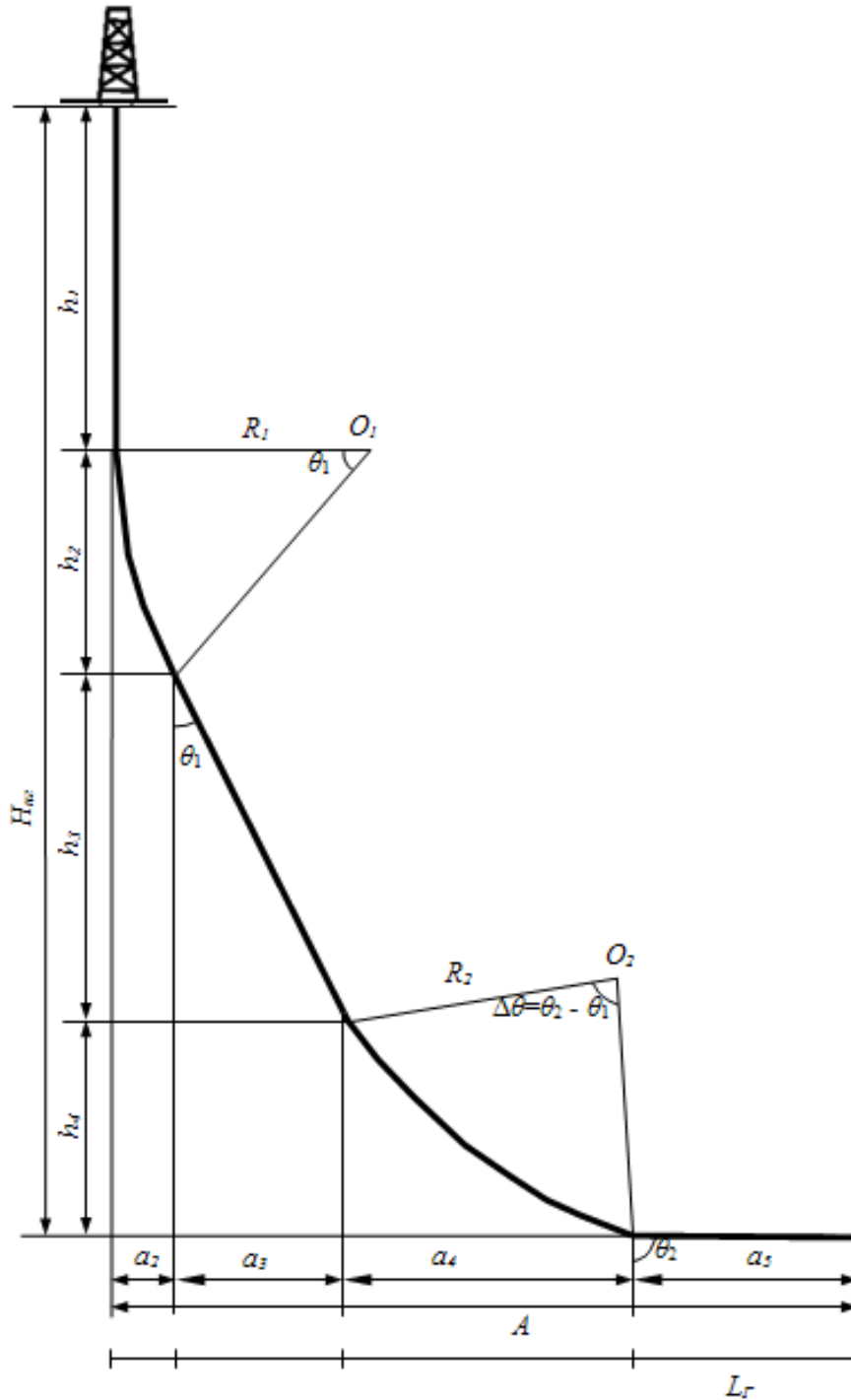


Рисунок 3.8. Проектний профіль траси свердловини площинного типу (Дачна газоносна площа Харківської області)

Розрахунок елементів профілю стовбура проектованої свердловини полягає у визначенні довжин різних його ділянок і їх проєкцій на вертикальну і горизонтальну площини; необхідні математичні залежності для розрахунку п'ятиінтервального профілю зведено до табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Відомості про розрахунок елементів п'ятиінтервального профілю стовбура свердловини

Довжина свердловини по стовбуру $l$ , м	Проєкції	
	вертикальна $h$ , м	горизонтальна $a$ , м
1. Вертикальна ділянка		
$l_1 = h_e$	$h_1 = h_e$	-
2. Ділянка набору зенітного кута		
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \theta_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \theta_1$	$a_2 = (1 - \cos \theta_1) \cdot R_1$
3. Похило-направлена ділянка		
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \theta_1}$	$h_3 = H_{nz} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \theta_1$
4. Різко викривлена ділянка		
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Delta \theta$	$h_4 = (\sin \theta_2 - \sin \theta_1) \cdot R_2$	$a_4 = (\cos \theta_2 - \cos \theta_1) \cdot R_2$
5. Горизонтальна ділянка		
$l_5 = L_r$	-	$a_5 = L_r$
Разом		
$L_{ce} = \sum l_i$	$H_{nz} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$

### Хід розрахунку п'ятиінтервального профілю стовбура свердловини

Вихідні дані для проведення розрахунку профілю свердловини представлені в табл. 3.2.

Розрахунок довжин окремих характерних проєкцій

$$K = 370 \cdot (1 - \cos 90^\circ) - 300 = 370 - 300 = 70 \text{ м};$$

$$M = 370 - 100 = 270 \text{ м};$$

$$N = 1800 - 100 \cdot \sin 90^\circ = 1800 - 100 = 1700 \text{ м};$$

$$\theta_1 = \arccos \frac{70 \cdot 270 + 1700 \cdot \sqrt{1700^2 + 70^2} - 270^2}{1700^2 + 70^2} = 7^\circ.$$

Таблиця 3.2

Параметри проекрованої свердловини для розрахунку елементів профілю

Проектна глибина свердловини за вертикаллю $H_{nz}$ , м	Глибина похилої ділянки стовбура свердловини за вертикаллю $h_n$ , м	Глибина вертикальної ділянки стовбура свердловини $h_6$ , м	Відхилення точки входження в пласт від вертикальної вісі стовбура свердловини $A_{ТВП}$ , м	Радіус кривизни стовбура свердловини в інтервалі набору кривизни $R_1$ , м	Радіус кривизни стовбура свердловини в інтервалі інтенсивного набору кривизни $R_2$ , м
2000	1800	200	300	370	100

Остаточні результати розрахунку профілю свердловини зведені до підсумкової табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Результати розрахунку елементів профілю проекрованої свердловини

Довжина свердловини по стовбуру $l$ , м	Проекції	
	вертикальна $h$ , м	горизонтальна $a$ , м
1. Вертикальна ділянка		
$l_1 = 200$	$h_1 = 200$	-
2. Ділянка набору зенітного кута		
$l_2 = 0,01745 \cdot 370 \cdot 7 = 45$	$h_2 = 370 \cdot \sin 7^\circ = 45$	$a_2 = (1 - \cos 7^\circ) \cdot 370 = 3$
3. Похило-направлена ділянка		
$l_3 = 1667 / \cos 7^\circ = 1680$	$h_3 = 2000 - 200 - 45 - 88 = 1667$	$a_3 = 1667 \cdot \operatorname{tg} 7^\circ = 205$
4. Різко викривлена ділянка		
$l_4 = 0,01745 \cdot 100 \cdot 83 = 145$	$h_4 = (\sin 90^\circ - \sin 7^\circ) \cdot 100 = 88$	$a_4 = (\cos 7^\circ - \cos 90^\circ) \cdot 100 = 99$
5. Горизонтальна ділянка		
$l_5 = 200$	-	$a_5 = 200$
Разом		
$L_{св} = 200 + 45 + 1680 + 145 + 200 = 2270$	$H_{nz} = 200 + 45 + 1667 + 88 = 2000$	$A = 3 + 205 + 99 + 200 = 507$

Підводячи підсумок, зазначмо таке: проектування профілів похило-спрямованих свердловин полягає у виборі типу профілю, визначенні інтенсивності викривлення на окремих ділянках стовбура, в розрахунку профілю, що включає визначення довжин, глибин по вертикалі і відходів по горизонталі для кожного інтервалу стовбура і свердловини в цілому.

Також, в ході виконання роботи, було розроблено прикладну програму для автоматизованого розрахунку профілю похило-спрямованих свердловин.

При розрахунку параметрів технології спорудження спрямованих свердловин, в обов'язковому порядку, необхідне врахування природних, технічних, технологічних і організаційних закономірностей утворення траси свердловин в гірському масиві [18]; загальними тенденціями цих явищ є наступне: формування свердловини, в цілому, визначається взаємодією породоруйнівного інструменту і гірської породи.

Природні геологічні причини зміни проектних умов проведення траси свердловини, пов'язані з впливом на викривлення властивостей порід і умов їх залягання, серед них найголовнішими є: анізотропія властивостей (нерівномірність властивостей порід у взаємно перпендикулярних напрямках); коливання по твердості; кути падіння; міцність; тріщинуватість; загалом вони визначають нерівномірність руйнування забою в різних точках. У анізотропних шаруватих порід твердість, виміряна в напрямі паралельному площині нашарування, завжди більше твердості в напрямі, перпендикулярному шаруватості. Відношення меншої твердості до більшої називають мірою анізотропії, яка оцінюється за коефіцієнтом анізотропії; цей показник може коливатися в широких межах від 0,4 (дуже анізотропні породи) до 1 (ізотропні). Площина, співпадаюча з вектором максимальної міцності порід, називається головною площиною анізотропії. Найбільша швидкість руйнування досягається в напрямі перпендикулярному головній площині анізотропії (площини нашарування), а мінімальна - в паралельному цій площині напрямі.

При частому коливанні гірських порід за міцністю, інтенсивність викривлення зростає; при перетині пачки порід, що перешаровуються за міцністю,



стовбур свердловини завжди викривляється у бік нормалі, проведеної до площини нашарування.

Викривлення з технічних причин може відбуватися при забурюванні свердловин (початкове викривлення) і в процесі їх наступного буріння. Причини технічного порядку викривлення в процесі буріння можна підрозділити на такі основні групи: перекіс КНБК, вигин БК; характер обертання. Обертання зігнутої колони бурильних труб має дуже складний характер; вона одночасно з обертанням навколо власної осі, обертається також і навколо осі свердловини. Найменша вірогідність викривлення свердловини - при обертанні БК навколо осі свердловини, оскільки за кожен оборот положення площини вигину змінюється на 360 град. Найбільша ж інтенсивність викривлення спостерігається при обертанні БК навколо власної зігнутої осі. В цьому випадку площина вигину постійно орієнтована у напрямі найменшої енергоємності процесу руйнування гірських порід. тобто викривлення відбувається в тому ж напрямі, що і під впливом більшості розглянутих вище причин.

До причин технологічного порядку можна віднести такі, що пов'язані з впливом способу буріння, конструкцією породоруйнівного інструменту, режимних параметрів [10]. Із збільшенням швидкості буріння викривлення знижується, оскільки зменшується час дії несприятливих чинників. Підвищення осьового навантаження однозначно призводить до зростання викривлення; із збільшенням частоти обертання виникають відцентрові сили, які створюють передумови для викривлення свердловини, проте, одночасно, при високих частотах обертання створюються сприятливі обставини для обертання БК навколо осі свердловини, що знижує викривлення. В цілому зростання частоти обертання чинить комплексний вплив на інтенсивність викривлення.

Слід підкреслити також, що абсолютна величина інтенсивності азимутного викривлення залежить від зенітного кута свердловини [10, 18].

## Розділ 4. Охорона праці

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я та працездатності людини у процесі трудової діяльності [22].

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.

Людина, що працює, проводить на виробництві значну частину свого життя. Тому для її нормальної життєдіяльності в умовах виробництва треба створити санітарні умови, які б дали змогу їй плідно працювати, не перевтомлюючись та зберігаючи своє здоров'я. Для цього треба, щоб енергетичні витрати при праці компенсувалися відпочинком та умовами оточуючого середовища. Ці умови створюються забезпеченням для працюючого: зручного робочого місця; чистого повітря, необхідного для нормальної життєдіяльності; захисту від дії шкідливих речовин та випромінювань, що можуть потрапити в робочу зону; нормованої освітленості; захисту від шуму та вібрацій; засобами безпеки при роботі з травмонебезпечним обладнанням; робочим одягом та різними засобами індивідуального захисту (за необхідності); побутовими приміщеннями та спеціальними службами, що призначені створювати безпечні та нормальні санітарні умови праці; медичного обслуговування та санітарно-профілактичними заходами, що призначені для збереження здоров'я [19].

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.

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 ускладнюється неможливістю споруди замкнутих просторів для місць роботи бурильника і його помічників. У зв'язку з цим створення мікроклімату на буровій йде останнім часом по шляху створення душуючих пристроїв безпосередньо біля кожного робочого місця або по кутах робочої площадки. Крім цього передбачаються заходи щодо поліпшення життя та побуту працюючих на буровій, а саме встановлення кондиціонерів в літній час, в зимовий час обігрівачів приміщень.

При бурінні свердловин використовуються різні машини і механізми, при роботі яких, у ряді випадків збільшується рівень шуму і вібрацій, до них відносяться: електромотори, лебідки, вібросита, 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, жолобної 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 застосуванням багатоступінчастим очищення бурових розчинів від вибуреної 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 допуска-

лися витоки з поверхні і внутрішньогрунтового, 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.

Нижче розглянуто конкретні вимоги щодо охорони праці при виконанні певних робіт бурового циклу.

#### Приготування бурових розчинів

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

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

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

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

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

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

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

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



## Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Забруднення довкілля нафтогазопромислових районів відбувається внаслідок природних і техногенних процесів [19, 23]. Здебільшого природна складова забруднення незначна, а техногенна є переважаючою і визначальною. 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. 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. Так, порушення гідродинамічної рівноваги в надрах внаслідок відбору рідини і газу у значних кількостях здебільшого супроводжується розкриттям тріщин, підйманням до поверхні газу, нафти, розсолів, що насичують зони активного водообміну та розвитку прісних вод. Газ не тільки забруднює повітря, але й проникаючи в підвали будинків, інколи навіть спричиняє вибухи, що призводить до людських жертв. Забруднюють довкілля і наземні споруди: накопичувачі промислових стічних вод, нафтосховища, нафтозбірні пункти, нафтогазопроводи. Основними забруднювачами, що формують техногенні потоки, є нафта і нафтопродукти, газові суміші, високомінералізовані пластові води, хімічні реагенти, інгібітори корозії 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 сирови-

ни; 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, розробляються положення та інструкції, проводяться інструктажі та перевірки знань з питань пожежної та техногенної безпеки.

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

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

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

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

Підприємства, які займаються роботами із видобутку вуглеводнів повинні розробляти плани комплексних природоохоронних заходів, які включають заходи з охорони і використання водних ресурсів, охорони атмосферного повітря, охорони і раціонального використання надр, земельних ресурсів та поводження з відходами, зокрема повинні бути висвітлені наступні позиції: контроль за рівнем техногенного навантаження на довкілля та аналіз стану екологічної безпеки в районах впливу виробничої діяльності підприємств; інвентаризацію та паспортизацію чинників негативного впливу на довкілля, розроблення та узгодження з органами виконавчої влади з питань охорони довкілля дозвільних документів на здійснення виробничої діяльності; оформлення державної статистичної звітності; проведення розрахунків та сплату обов'язкових зборів за забруднення навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів; застосування заходів із захисту довкілля під час здійснення закупівель товарів, робіт та послуг; своєчасне розроблення планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій на технологічних об'єктах підприємств Компанії, їх узгодження з територіальними органами державного нагляду та органами місцевого самоврядування; проведення оцінки впливу на довкілля проектної документації з реконструкції, капітального ремонту та будівництва технологічних об'єктів; укладання договорів на водоспоживання та водовідведення; укладання договорів на вивіз, розміщення та утилізацію промислових і побутових відходів; забезпечення роботи очисних споруд та обладнання природоохоронного значення, підтримання їх справного стану та відновлення експлуатаційних ресурсів; прове-

дення замірів та профілактичних робіт щодо зменшення токсичності вихлопних газів автотранспорту; благоустрій та озеленення виробничих майданчиків і прилеглих територій.

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

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

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

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

Технологічні причини: забруднення ґрунтів та вод через негерметичність колон та неякісне цементування; недотримання правил безпеки при роботі з буровими та тампонажними розчинами; недотримання правил безпеки при роботі з ПММ (паливно-мастильні матеріали), буровими та тампонажними розчинами; прориви трубопроводів, розливи ПММ; порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування бурових і тампонажних розчинів; забруднення атмосферного повітря при роботі бурової установки та спалюванні продуктів випробування свердловини.

Аварійні причини: газонафтоводопроявлення та відкриті фонтани при бурінні свердловини; аварійні ситуації та порушення технології випробування

свердловини; аварійні ситуації при кріпленні свердловин; аварійні ситуації з буровим обладнанням.

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

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

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

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

На період спорудження свердловини для виробничого водопостачання передбачається використання привозної води. Промислові стоки (бурові стічні води) утворені при використанні значної кількості води на забезпечення експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забруднені глиною, вибуреною породою, хімреагентами. Екологічна небезпека може виникнути при періодично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, інфільтрації в ґрунт або стіканні в гідро сітку. При дотриманні всіх технологічних заходів забруднення середовища виключається. Забезпечення питною водою передбачається завозом води спеціально обладнаними автомашинами.

Одним із впливів на атмосферне середовище є шумове забруднення. Серед бурового обладнання є механізми, що створюють певний рівень звукового тиску. Згідно проведених розрахунків загальні рівні звуку на буровому майдан-

чику 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 пожежо-гасіння.

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

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

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

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

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

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

## Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Економічний механізм формування виробничої програми підприємства є послідовним, логічно взаємопов'язаним набором дій, який включає: опис організаційної і виробничої структур підприємства і умов його функціонування; обґрунтування цілей розвитку на плановий період; вибір системи обмежень по ресурсах, що використовуються; розробку алгоритму досягнення цілей на етапі формування виробничої програми з урахуванням взаємних інтересів господарюючих суб'єктів, що здійснюють вплив на її реалізацію і результати; апробацію алгоритму і оцінку результатів [13, 24]. На формування виробничої програми підприємств з видобутку нафти великий вплив здійснює специфіка ведення бурових робіт. Виробничий цикл спорудження свердловин є низкою послідовних будівельних процесів – елементів циклу: 1) підготовчі роботи (планування і розчищення майданчика, прокладка ліній електропередач, засобів зв'язку і т.д.); 2) будівельно-монтажні роботи (транспортування вишки і привишкових споруд, монтаж наземного устаткування); 3) підготовчі роботи до буріння свердловин (перевірка оснащення бурової, збірка бурильних труб і т.д.); 4) буріння свердловини та її кріплення (механічне буріння гірських порід, спуско-підйомні операції для зміни долота, кріплення ствола свердловини обсадними трубами та ін.); 5) випробування свердловини (спуск насосно-компресорних труб; виклик притоку і дослідження продуктивного горизонту і т.д.); 6) монтажні роботи (демонтаж наземного устаткування, розбирання вишки на блоки та інші підготовчі роботи для перетягування бурового устаткування на нове місце). Виробнича програма з буріння свердловин і здачі їх в експлуатацію є центральним розділом річного плану бурового підприємства, розробка якого повинна бути підпорядкована забезпеченню необхідного приросту видобутку нафти і газу з нових свердловин і створенню резерву сировинних ресурсів, відповідного нормальним співвідношенням між розмірами запасів і об'ємом щорічного видобутку. Виробничий план по бурінню свердловин розробляється в натуральному і вартісному вираженні, що дозволяє визначити величину капіталь-

них вкладень, необхідних для виконання прийнятих в плані показників за об'ємом і структурою виробничої програми, а також по термінах закінчення спорудження свердловин і здачі їх в експлуатацію. Всі показники виробничого плану формуються у вигляді плану-графіка буріння свердловин. На підставі плану-графіка визначаються виробничі завдання підрозділам основного виробництва (буровим бригадам, бригадам по освоєнню свердловин, вишкомонтажним бригадам) і базі виробничого обслуговування. Крім того, за даними річного плану-графіка визначаються об'єми послуг сторонніх організацій (промислово-геофізичні роботи, транспорт) і потреба в матеріально-технічних і паливно-енергетичних ресурсах. Показники графіку буріння свердловин одночасно використовуються як основні початкові дані для розробки планів: 1) по праці і заробітній платі; 2) по витратах, прибутку і рентабельності виробництва; 3) по матеріально-технічному постачанню; 4) по капітальному будівництву.

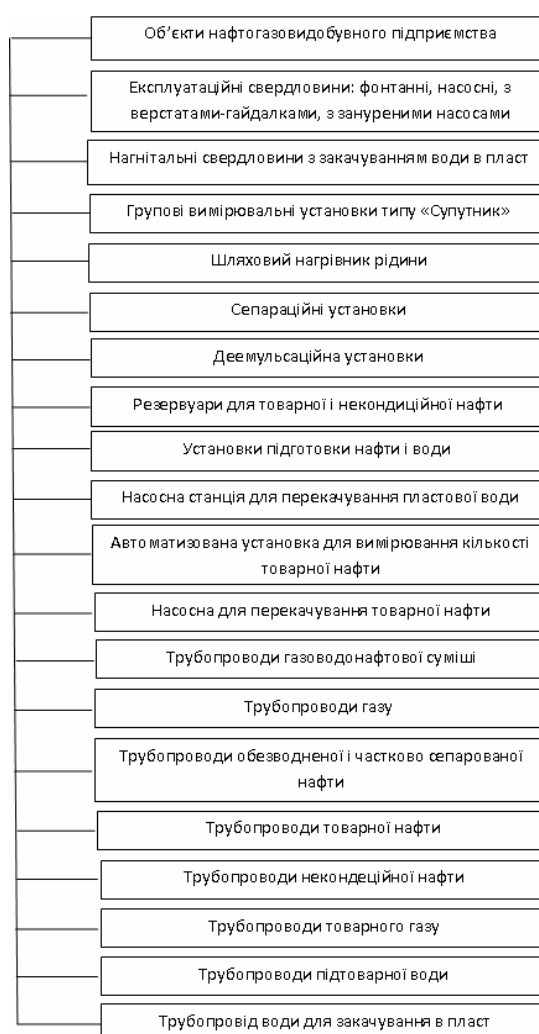


Рисунок 6.1. Типові об'єкти нафтогазовидобувного підприємства



Нафтогазове підприємство (НГП) – це сукупність господарюючих суб'єктів, грошових ресурсів, а також системи їх формування, розподілу і використання; воно, як господарюючий суб'єкт, являє собою складну систему, до якої можна застосувати усі принципи системного підходу і похідні від них принципи системного підходу: складність, стохастична природа, ієрархічність побудови, цілеспрямованість функціонування, наявність загальної мети і локальних критеріїв оптимальності, обмеженість ресурсів, економічний вибір і багатоваріантність розвитку [24].

Якщо розглядати нафтогазове підприємство як кібернетичну систему, то вона є підсистемою більш складної системи – нафтогазовидобувної галузі промисловості України. Головна її задача – це успішне господарювання в часі, тобто одержання поточного прибутку, або одержання прибутку у майбутньому за умови компенсації інвестиційних і поточних витрат в ході запланованої діяльності. Перелік типових об'єктів нафтогазовидобувного підприємства наведено на рис. 6.1.

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

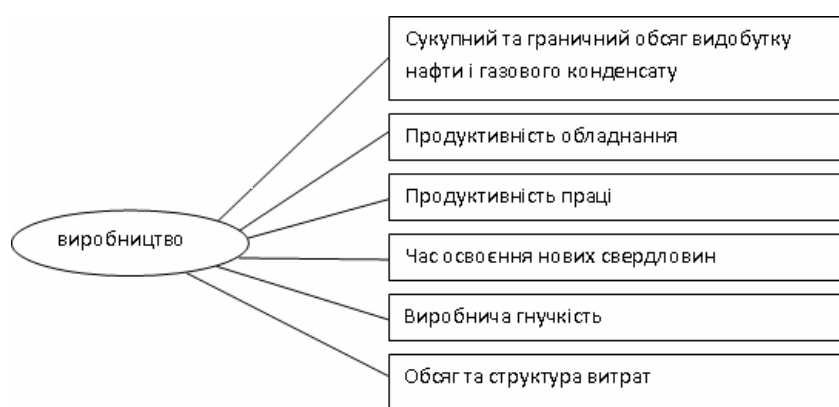


Рисунок 6.2. Показники діяльності нафтогазовидобувного підприємства

Внутрішнє середовище нафтогазовидобувного підприємства характеризується горизонтальними і вертикальними зв'язками, відповідністю зовнішнім умовам. Зовнішнє середовище являє собою характеристики нафтогазовидобув-

ної галузі промисловості та конкуренції, ключові фактори успіху, загрози та можливості. Особливої уваги тут потребує налагоджування раціональної логістичної системи (рис. 6.3).

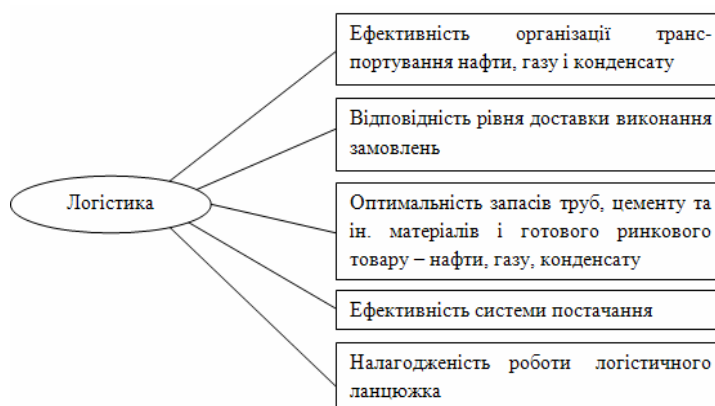


Рисунок 6.3. Логістична діяльність нафтогазовидобувного підприємства

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

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

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

БВО НГВУ створюється для забезпечення безперебійної роботи основного виробництва. БВО здійснює прокат всього механічного та енергетичного обладнання, засобів і систем автоматизації і телемеханізації, контрольно-вимірювальних приладів (КВП), підтримує їх у працездатному стані і забезпечує своєчасне матеріально-технічне, профілактичне і ремонтне обслуговування основного виробництва в планово-попереджувальному і оперативному порядку. БВО підлягає безпосередньо начальнику НГП. Свою діяльність БВО організовує у відповідності з поточними і перспективними планами підготовки і обслуговування об'єктів основного виробництва, а також оперативними вказівками інженерно-технологічної служби, при зміні виробничої ситуації чи виникненні аварійних положень. До складу БВО входять прокатно-ремонтний цех експлуатаційного обладнання (ПРЦ ЕО), прокатно-ремонтний цех електрообладнання і електропостачання (ПРЦЕ і Е), цех підземного і капітального ремонту свердловин (ЦП і КРС), цех пароводопостачання (ЦПВП), цех автоматизації і телемеханізації виробництва (ЦАТВ), прокатно-ремонтний цех електричних занурених насосів (ПРЦЕН). Організаційна структура БВО встановлюється в залежності від об'єму, технологічної специфіки та умов виконання робіт, що і визначає наявність тих чи інших цехів і підрозділів в її складі.

## ВИСНОВКИ

1. Створення проекту спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини з метою пошуку газу та конденсату на Дачній газоносній площі Харківської області, є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Харківщини.

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

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

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

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

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

7. В роботі розглянуті питання проектування досконалої системи розробки вуглеводневих родовищ за допомогою похило-скерованого буріння.

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

### Перелік посилань

1. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. 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.
4. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
5. 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.
6. 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.
7. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
8. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
9. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
10. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
11. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
12. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

13. 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.
14. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
15. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
16. 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.
17. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
18. 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.
19. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
20. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
21. Патент на винахід № 111351 Україна E21B 7/08 (2006.01). Пристрій для направленої буріння / А.О. Ігнатів. – Опубл. 25.04.16, Бюл. № 8.
22. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
23. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
24. Лесюк О.І. Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс / О.І. Лесюк – Івано-Франківськ: Місто НВ. – 1999. – 507 с.

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

<b>№</b>	<b>Формат</b>	<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість аркушів</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	104	
5					
6		НГІБ.КР.22.02.ДМ	Демонстраційний матеріали	18	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	

## ДОДАТОК Б ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка технології спорудження пошукової свердловини для умов Дачної газоносної площі Харківської області з удосконаленням методів похило-скерованого буріння» студента групи 185м-20-1 ГРФ, Пономаренка Олександра Сергійовича

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

2. Включення до розробки Дачної газоносної площі Харківської області є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Харківського району Харківської області.

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

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

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

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

7. Кваліфікаційна робота відповідає стандартам щодо їх оформлення.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

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

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

Керівник кваліфікаційної роботи,  
доц. кафедри НГІБ

В.О. Расцветаєв