

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

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра  
(бакалавра, магістра)

студента Ткаченка Андрія Федоровича  
(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-2 ГРФ  
(шифр)

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

спеціалізації \_\_\_\_\_

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

на тему Розробка технології буріння та випробування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ігнатов А.О.			
розділів:				
Технологічний	Ігнатов А.О.			
Охорона праці та навколишнього середовища	Муха О.А.			
<b>Рецензент</b>	Терешкова О.А.			
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)\_\_\_\_\_ Коровяка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)« 04 » травня 2021 року.**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу**ступеня бакалавра  
(бакалавра, магістра)студенту Ткаченку Андрію Федоровичу академічної групи 185-18ск-2 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
на тему Розробка технології буріння та випробування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовищазатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021 р.  
№ 273-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна та тектонічна характеристика ділянки проведення бурових робіт. Проектування технології буріння та випробування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища з урахуванням петрографічних і механічних властивостей порід-колекторів.</i>	02.06.21 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>	04.06.21 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_ Ігнатов А.О.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 04.05.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 08.06.2021 р.Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Ткаченко А.Ф.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 92 с., 24 рис., 16 табл., 2 додатки, 45 джерел.

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

Сфера застосування розробки – буріння нафтогазових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових та внутрішньосвердловинних робіт при розробці промислової ділянки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (Чернігівська обл.).

Мета роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпеки виконання робіт при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання виробничих операцій.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; запропоновано прогресивні технічні рішення та технологічний супровід процесу буріння; висвітлено деякі заходи щодо покращення якості випробовування продуктивних горизонтів. Всі висунуті положення базуються на даних відносно фізико-механічних і петрографічних параметрів гірських порід, технологічних вимог до буріння, умов залягання водонесних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту.

Практичні результати – розроблено вдосконалену технологію розробки нафтового покладу, що базується на прогресивних прийомах і методах виконання свердловинних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення техніко-економічних показників та ступеню безпеки свердловинних робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
Розділ 1 Геолого-технічні умови проведення бурових робіт.....	7
1.1 Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2 Геологічна характеристика району робіт.....	11
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	19
Розділ 2 Техніко-технологічна частина.....	23
2.1 Обґрунтування та розрахунок профілю свердловини.....	23
2.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	33
2.3 Вибір способу буріння.....	38
2.4 Вибір породоруйнівного інструменту.....	39
2.5 Вибір бурильної колони.....	42
2.6 Вибір режимів буріння.....	48
2.7 Розробка вибійних компоновань для спорудження похилих та горизонтальних ділянок стовбура свердловини.....	55
2.8 Ускладнення при бурінні.....	63
2.9 Вибір бурового обладнання.....	66
2.10 Розробка технології випробування свердловини.....	69
Розділ 3 Охорона праці.....	76
Розділ 4 Охорона навколишнього середовища.....	81
ВИСНОВКИ.....	86
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	87
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	91
ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	92

## ВСТУП

Не потребує жодних доказів наступне твердження: нафтова і газова промисловість є однією з найпотужніших галузей народного господарства багатьох держав, не є виключенням в цьому плані і Україна.

Необхідно відмітити, що з усіх видів енергетичних ресурсів (вода, вугілля, горючі сланці, атомна енергія та ін.) близько двох третин потреб забезпечується за рахунок вуглеводнів. Неможливо собі представити сьогодні сучасний транспорт і усе різноманіття рухової техніки без паливно-мастильних матеріалів, основою яких служать нафта і газ. Ці багатства земних надр добуваються і споживаються у величезних кількостях.

Важливою є така знаменна обставина: саме вуглеводневі родовища Західної України були ядром, що започаткував світову нафтову індустрію. Першими районами масштабного промислового видобутку нафти стали Східні й Південні Карпати, де нафтопродукти були відомі здавна. У Галичині нафту почали використовувати вже в пізньому середньовіччі. Першу письмову згадку про «чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті датована 1617 р.

Серед газових родовищ Передкарпатської нафтогазової області слід виділити славнозвісне Дашавське родовище (Стрийський район Львівщини), початок експлуатації якого в 1924 р. знаменує народження газової промисловості України. З Дашавського родовища починається утворення газотранспортної системи України, яка будувалася із заходу на схід і північ; вказане значною мірою сприяло відкриттю в 1950 р. Шебелинського газового родовища на Харківщині.

Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах: на платформах і у геосинкліналях, на суші і у морських акваторіях, у поверхневих товщах та на великих глибинах, в осадових та кристалічних породах.

Розвиток нафтової і газової промисловості передбачає широке використання бурових робіт з метою пошуку, розвідки і розробки відповідних покладів.

Нафтогазова справа належить до небезпечних виробництв, аварії на яких з різних організаційних, технологічних і технічних причин ведуть до великих витрат і втрат. Саме тому технологічні прийоми буріння нафтових і газових свердловин повинні постійно удосконалюватися, особливо в зв'язку із збільшенням об'ємів робіт з глибокого і надглибокого буріння, у тому числі на акваторіях, а також із зростаючими потребами буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин. Світовий досвід розробки покладів вуглеводнів показує, що типи пошукових об'єктів постійно змінюються, а методика їх геологічних досліджень швидко удосконалюється. Майже донедавна вуглеводні шукали, в переважній кількості випадків, у межах антиклінальних структур, що вивчалися бурінням до 2 - 4 км. Наразі геологорозвідувальні роботи на нафту і газ проводять на великих (понад 6 км) глибинах і не лише в осадових басейнах, а й у кристалічних докембрійських породах, як на суші, так і у морських акваторіях. В світлі сказаного виникає необхідність приділяти належну увагу методам аналізу і технологічної інтерпретації властивостей гірських порід та пластових флюїдів в умовах високих тисків та температур.

Ефективність розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ ґрунтується на володінні не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

Спорудження свердловин відноситься до високотехнологічних і витратних процесів, які здійснюються за допомогою специфічних техніки і технологій. Підвищення ефективності буріння вимагає удосконалення існуючих, розробки та впровадження інноваційних технологій, застосування високопродуктивних бурових установок, обладнання та інструменту.

Метою даної роботи є розробка прогресивної технології буріння та випробування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором.

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

### 1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Ділянка проектних робіт Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України (рис. 1.1), що є найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів [1]. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО), що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. У тектонічному плані область розташована у межах однойменної западини, яка входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відокремлює Український кристалічний щит від Руської плити. ДДНГО, як структурний елемент Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), має північно-західне простягання завдовжки до 950 км і завширшки 100 - 150 км та є авлакогеном блокової будови; останній обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території.

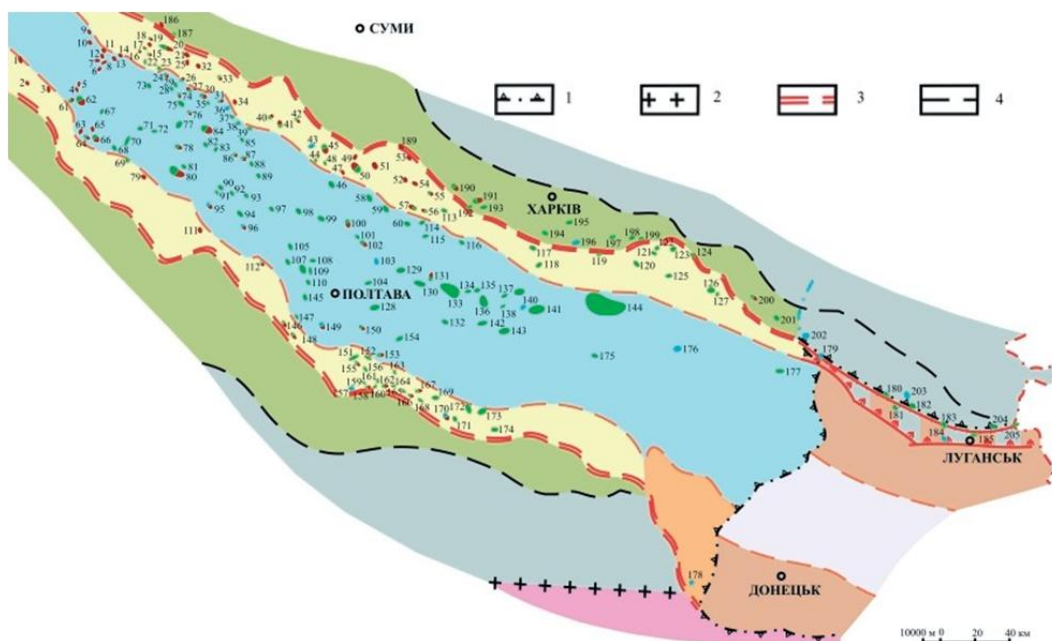


Рисунок 1.1. Схема геологічного районування Східного нафтогазоносного регіону України; межі: 1 – Східноєвропейської платформи; 2 – Українського кристалічного щита; складових частин западини: 3 – палеозойського грабена; 4 – мезокайнозойської синеклізи

Гнідинцівське НГКР [2] (рис. 1.2) відкрито бурінням свердловини № 1 у 1959 р., при випробуванні якої з пермських відкладів отримано фонтан нафти дебітом 164,7 т/добу. У цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс. У 1960 р. встановлена промислова нафтоносність відкладів верхнього карбону. У 1961 р. після завершення розвідки скупчень нафти в пермсько-верхньокам'яновугільних утвореннях були проведені розрахунки її запасів. У 1962 р. пробурена перша експлуатаційна свердловина проектною глибиною 1880 м. На площі пробурено понад 150 свердловин, з яких 46 пошукові і розвідувальні. Режим розробки нафтових скупчень водонапірний, газоконденсатних – газоводонапірний.

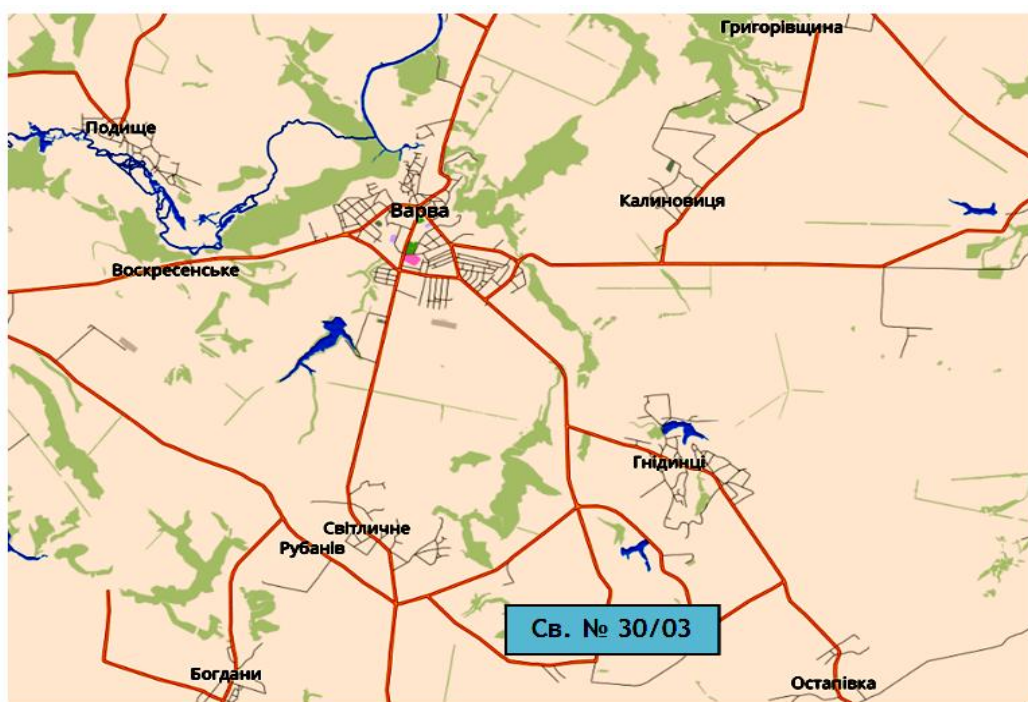


Рисунок 1.2. Оглядова карта району проектних робіт (Гнідинцівське НГКР)

Нафтові поклади масивно-пластові, стратиграфічно і літологічно обмежені або масивно-пластові; газоконденсатні – пластові, тектонічно екрановані та частково літологічно обмежені із загальним початковим водонафтовим контактом на абсолютній відмітці – 1623,5 м.

В розглядуваному районі ведуться геологорозвідувальні роботи на нафту і газ. Поблизу площі робіт розташовані Кибинцівське, Малосорочинське, Радченківське та інші родовища [3].



В адміністративному відношенні об'єкт проєктованих робіт розташований в межах території Гнідинцівської селищної ради колишнього Варвинського, а нині Прилуцького району Чернігівської області [4].

Майданчик споруджування знаходиться на відстані 950 м на північ від найближчої житлової забудови. Найближчими населеними пунктами до ділянки робіт є селище Варва, села – Гнідинці, Світличне, Ященків, Богдани, Рубанів, Остапівка. Найбільш крупними населеними пунктами у районі родовища є міста Прилуки, Пирятин, Лохвиця.

Найближчі залізничні лінії: з заходу Прилуки - Пирятин - Гребінка, зі сходу Ромни - Ромодан, з півночі Прилуки - Ромни, з півдня Гребінка - Ромодан. На захід і південь від площі робіт проходить автомагістраль Прилуки - Пирятин - Чорнухи - Лохвиця, на північ – автомагістраль Ромни – Прилуки [5].

Район належить до недостатньо вологої агрокліматичної зони. Ґрунти - чорноземи типові, малогумусні, легкосуглинкові.

Виділяють такі інженерно-геологічні елементи [6], в межах яких ґрунти є статично однорідними за складом та властивостями: ґрунтово-рослинний покрив – суглинок темно-сірий до чорного, твердий, товщина шару 0,3 ÷ 0,7 м; суглинок льосовидний, легкий буровато-жовтий, макропористий, карбонатизований, твердий, просадний, товщина шару 1,6 ÷ 2,8 м; суглинок льосовидний, важкий, бурий, твердий, карбонатизований, товщина шару 1,3 ÷ 2,6 м; суглинок легкий, льосовидний, палево-жовтий, карбонатизований, напівтвердий, товщина шару 1,0 м ÷ 2,3 м; супісок важкий, коричнево-бурий, середньої щільності, напівтвердий, товщина шару 0,7 ÷ 2,5 м.

Головні корисні копалини району: нафта, газ, пісок, глина, торф.

В географічному відношенні територія бурового майданчика розташована у Лівобережно-Дніпровській лісостеповій фізико-географічній провінції, у північній частині Полтавської рівнини [7].

У тектонічному відношенні район буріння знаходиться в західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Гідрографічна сітка району представлена річками басейну Дніпра: Удай, Рудка, Варниця, Глинна, Озерянка, Журавка, Многа. Живлення рік здійснюється як за рахунок атмосферних опадів, так і за рахунок підземних вод, особливо у посушливі періоди року. Несприятливі фізико-геологічні процеси та явища відсутні.

Місце передбачуваного споруджування свердловини незабудоване.

Клімат району помірно-континентальний, недостатньо вологий, теплий, сприятливий для розвитку сільського господарства.

Однією з основних характеристик термічного режиму є середньорічна температура повітря, яка дорівнює  $7^{\circ}\text{C}$  вище нуля. Її характеризують повільні зміни температури влітку і взимку та різкі коливання восени і весною. Середня мінімальна температура повітря випадає на січень місяць і становить  $-7,2^{\circ}\text{C}$  нижче нуля. Найхолодніші місяці – січень і лютий. Зима тривала, але порівняно тепла, хоча і з морозними погодними умовами і снігом. Взимку за рахунок частоті зміни повітряних мас погода не є стійкою. В середньому за зиму буває до десяти відлиг. Сніжний покрив від 30 см до 50 см, в основному, з грудня по березень. Глибина промерзання ґрунту – 1,0 м. Тривалість зимового періоду в середньому – 90 діб.

Літо в даному регіоні тепле, висота сонця над горизонтом найбільша, найдовші дні, найбільша за рік кількість сонячної радіації, тому земна поверхня і повітря інтенсивно прогріваються. Літній період триває від 90 до 100 днів. Абсолютний максимум температури повітря –  $38^{\circ}\text{C}$  вище нуля, найтепліший місяць – липень з середньою температурою  $27,5^{\circ}\text{C}$  вище нуля. Закінчується літній період після переходу температури через  $15^{\circ}\text{C}$  вище нуля у бік зниження, що відбувається у першій декаді вересня.

Одним із важливих елементів гідрогеологічного режиму є опади. В даному районі середньорічна кількість опадів складає від 520 до 560 мм, із них 376 мм випадає у теплий період (квітень - жовтень), в холодний період (листопад - березень) знижується до 251 мм.

Напрямок вітрів взимку переважно південно-західний, влітку – східний з максимальною швидкістю до 20 м/с. Вітровий режим визначається умовами загальної циркуляції атмосфери і особливостями рельєфу [8].

Поверхневі води знаходяться на значній відстані від місця проведення робіт (найближча водойма на відстані 950 м від проектованої свердловини).

Головна промислова галузь району – нафтогазопереробка [9]. У програмі соціально-економічного розвитку району питома вага об'єму промислової продукції Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «Укрнафта» становить 98,9 %. До основних цехів відносяться: цех підготовки і стабілізації нафти, переробки газу, компресорний та відвантаження. Продукцією заводу є зріджений газ, стабільний газовий бензин і відбензинений газ.

Згідно чинного законодавства для проведення робіт зі споруджування свердловини має бути відведена земельна ділянка під буровий майданчик, який повинен мати площу достатню для розміщення бурового обладнання, привезаних споруд, службових та побутових приміщень та ін. з урахуванням екологічних, санітарних, протипожежних вимог.

Позитивним аспектом розробки родовища є створення нових робочих місць та забезпечення потреб населення послугами відповідних підприємств.

## **1.2 Геологічна характеристика району робіт**

ДДЗ є великою тектонічною структурою на північному сході України (рис. 1.3), а на її структурну складову ДДНГО, за усередненими оціночними даними, припадає понад 80 % вітчизняного видобутку нафти й газу [10].

ДДЗ заповнена осадовими (глини, глинисті сланці, піски, піщаники, алеврити, алевроліти, мергелі, вапняки й ін.) і вулканічними (діабази, трахібазальти, трахіандезіти, туфи, феноліти й ін.) гірськими породами, а також кам'яною сіллю, гіпсом і ангідритом. Соляні куполи й складки часто містять промислові родовища нафти й газу [11]. Геологічній будові ДДЗ притаманне глибоке заляган-

ня кристалічного фундаменту з поступовим зменшенням глибини залягання з півдня на північ.



Рисунок 1.3. Тектонічна карта України

Відповідно до даних літературних і промислових джерел інформації, відомо наступне [1, 10]: в осадових породах мезозою ДДЗ існує 16 нафтогазоносних горизонтів в 9 родовищах нафти й газу; у ранньопермських-пізньокам'яновугільних породах ДДЗ – 46 продуктивних горизонтів в 27 родовищах; у середньокам'яновугільних відкладах ДДЗ – 163 продуктивних горизонтів в 36 родовищах; у ранньокам'яновугільних формаціях ДДЗ – 411 продуктивних горизонтів в 86 родовищах; у девонських відкладах ДДЗ – 2 продуктивних горизонти в 2 родовищах.

ДДЗ в сучасному рельєфі відповідає лінійно витягнуте пониження північно-західного простягання з мінімальними абсолютними відмітками рельєфу по осьовій частині. Максимальні висоти фіксуються в межах бортів западини (північному та південно-східній частині південного борту) [12]. Структурні елементи осадового чохла знаходяться в складному взаємовідношенні з рельєфом

фундаменту, який має нерівності та утворення, що виникли у зв'язку з переміщенням ділянок та блоків фундаменту (рис. 1.4).

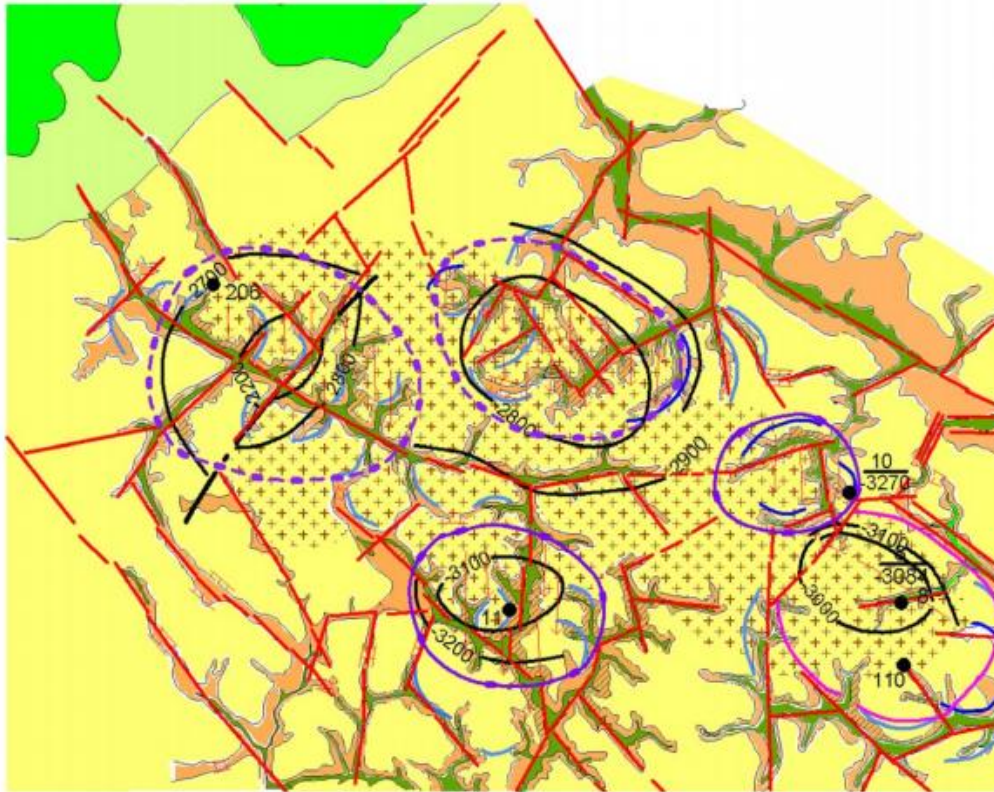


Рисунок 1.4. Структурно-геоморфологічна модель Гнідинцівського родовища

Структури осадового чохла розвиваються у зв'язку з рухами блоків фундаменту. Простежується прямий зв'язок між при піднятими блоками фундаменту, брахіантиклинальними складками у відкладах візейського, серпуховського ярусів нижнього карбону, покрівлі київських мергелів палеогену та блоковою будовою рельєфу (рис. 5).

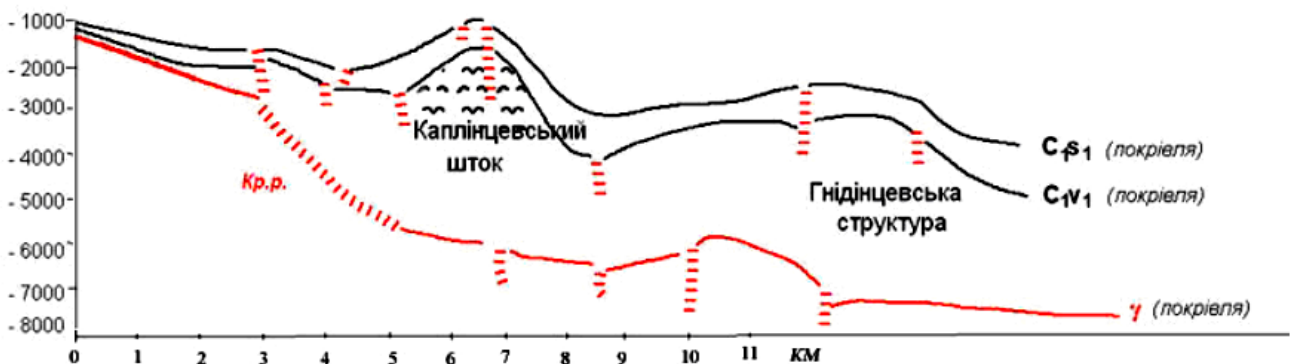


Рисунок 1.5. Графік відображення глибинних структур Гнідинцівської нафтогазоносної структури

При розкритті покладів нафти й газу ДДНГО, що розташовуються на глибині 360 - 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 і 5 - 500 т/доб нафти [10, 13]. Промислово нафтогазоносні породи представлені переважно піщаниками 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 нафта й газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів ДДЗ вміщуються такі компоненти, %: метан 61,01 - 9,84; етан 0,10 - 20,0; 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.

Процеси нафтогазовидобутку безпосереднім чином пов'язані з особливостями геологічної будови гірських порід, у яких залягають означені вуглеводні. Знаходження нафти й газу пов'язане з комплексом осадових порід земної кори; головні складові останнього – піщаники, глини й алевроліти. Піщаники 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 випадку Гнідинцівського НГКР продуктивний нафтовий об'єкт представляє собою вторинно-поровий гранулярний карбонатний колектор, що є доломітизованим пісковиком і відноситься до кавернозно-порового типу.

Породам-колекторам [14] властиві дві ознаки: пористість і проникність. Пористість характеризує обсяг порожнеч у породі, проникність – здатність породи пропускати крізь себе нафту, газ і воду під дією перепаду тиску. Не всі пористі породи проникні для нафти й газу, це залежить від розміру пор. Так, пори, що мають розмір 0,0002 м (субкапілярні пори), практично непроникні при досяжних перепадах тиску.

Для забезпечення нагромадження й збереження нафти й газу в пористому проникному пласті-колекторі необхідно, щоб він перекривався непроникними породами [15]. Такими породами можуть бути глини або алевроліти.

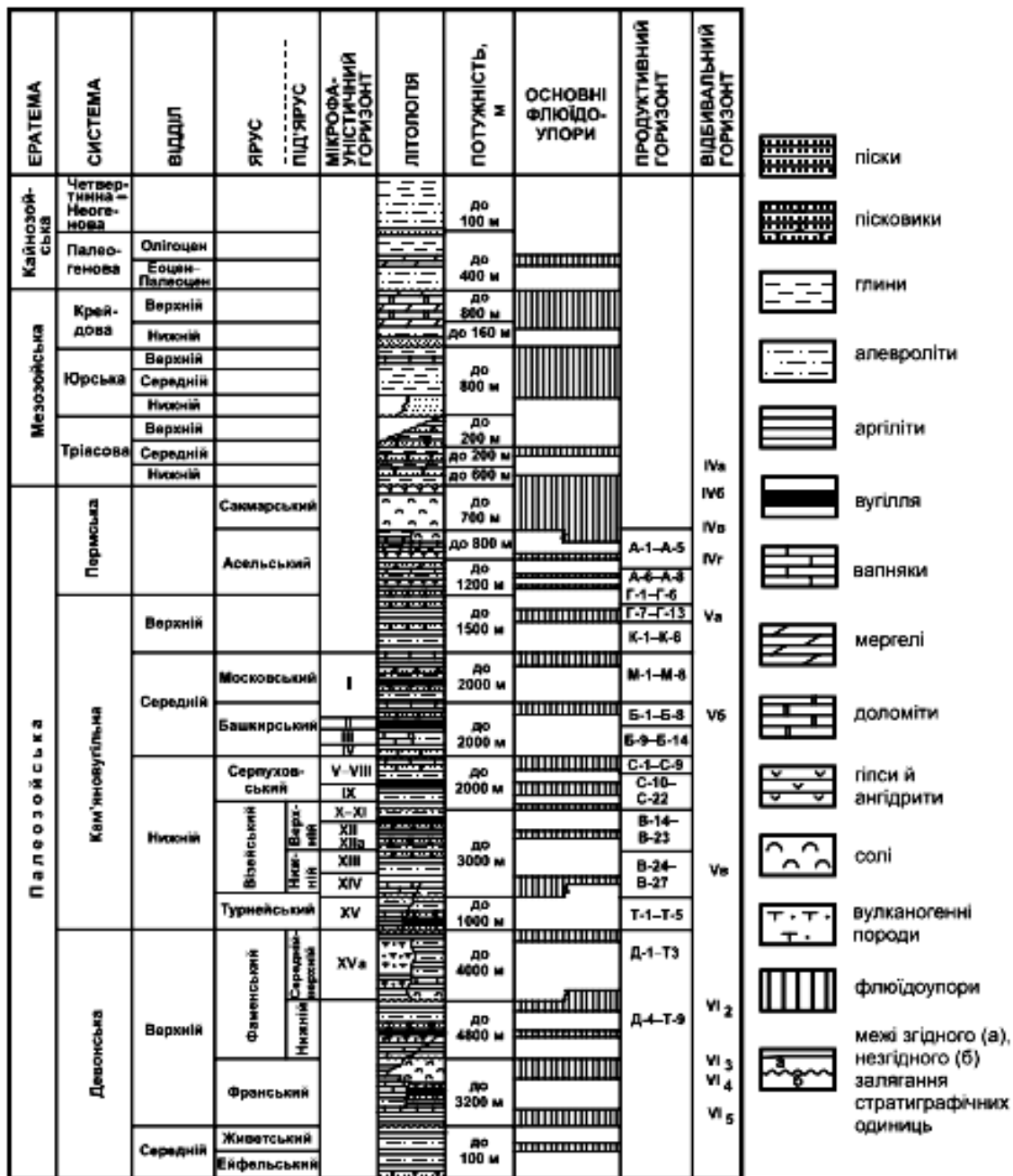


Рисунок 1.6. Схематичний зведений розріз ДДНГО

У геологічному розрізі ДДНГО виділяють складчасту основу і платформний покрив [11, 16]. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, триасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень. У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні

товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні – у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур (рис. 1.6).

Кристалічний фундамент прогину складений гнейсами різного петрографічного складу, амфіболітами, кристалічними сланцями, гранітами, а також комплексом основних і ультраосновних порід архейського та протерозойського віку, стратиграфічні й структурні взаємовідношення яких здебільшого не виявлені.

Найдревнішими, з геологічної точки зору, для розглядуваного району є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульфатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утворення [1, 16].

Нижньофаменський під'ярус ( $D_3fm_1$ ) представлений задонсько-елецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польвошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями.

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

Турнейський ярус ( $C_{1t}$ ) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Візейський ярус ( $C_{1v}$ ) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси. Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темно-сірих пісковиків і верхню – глинисто-алеврито-піщану з прошарками вапняків.



Породи серпухівського ярусу ( $C_{1s}$ ) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Утворення башкирського ярусу ( $C_{2b}$ ) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алевроліто-піщану. Відклади московського віку ( $C_{2m}$ ) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами.

Пізнокам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею.

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

Відклади тріасового періоду трансгресивно залягають на пермських і представлені нижнім та середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктовими пісковиками та строкатобарвними глинами.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин.

Розріз неогенового та четвертинного віків представлений строкатими глинами, пісками та льосоподібними суглинками.

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний.

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

Метою роботи є розробка технічного проекту споруджування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища. Свердловина № 30/03 проектується для випробування і експлуатації покладу, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором.

Передбачувана проектна глибина свердловини за вертикаллю становить 2000 м з глибиною похилої ділянки стовбура свердловини за вертикаллю 1800 м, на проектний горизонт  $P_1$ . Очікуваний дебіт нафти – 15 т/добу.

Гирло свердловини розміщується на раніше виділеній земельній ділянці свердловини № 30/02 Гнідинцівського родовища (відстань між гирлами 20 м) та відповідає наступним вимогам: має достатню площу для розміщення бурового обладнання; в межах майданчика проведення робіт не спостерігаються несприятливі фізико-геологічні процеси та явища; відстань від найближчого джерела викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище до житлової забудови становить 950 м, що відповідає планувальним обмеженням для буріння свердловин з електричним приводом (300 м); в межах майданчика відсутні будівельні, промислові, зрошувальні, осушувальні та природно-заповідні об'єкти, а та-

кож зелені насадження; майданчик відповідає нормам санітарії та пожежної безпеки.

Технологія підготовки та виконання робіт по споруджуванню свердловини передбачає, що буровий майданчик має бути вільним від рослинності та зелених насаджень.

Цикл споруджування свердловини починається з підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового устаткування, перевезенням його на нову точку і рекультивацією земельної ділянки.

Усі види робіт, які входять у цикл споруджування свердловини, поділяються на: підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, проведення під'їзних доріг, прокладання водопроводу, підвід електrolіній) – оскільки споруджування свердловини № 30/03 планується проводити на раніше спланованому майданчику, який був підготовлений перед споруджуванням свердловини № 30/02, тому вказаний комплекс робіт уже було здійснено; монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємкостей і побутових приміщень); підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення напрямлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в ньому труби; монтаж і випробування пристосувань малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт; приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора); буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежування пластів; вторинне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здача свердловини в експлуатацію; демонтаж бурового обладнання; перевезення обладнання на нову точку.

Вибір бурового верстату на електричному приводі (УРАЛМАШ ЕУК-3000) обумовлюється наявністю електромережі необхідної потужності поблизу майданчика.

Головний привід бурового верстата використовується для спуско-

підйомних операцій (СПО), обертання бурильної колони з долотом за допомогою ротора при поглибленні свердловини, для приводу бурових насосів.

Бурова вежа забезпечує спуск і підйом обладнання для буріння, кріплення і випробування свердловини. Підвежава основа служить опорою для бурової вежі.

Обладнання для СПО складається з лебідки, талевої системи і талевого канату. Це обладнання використовується для піднімання і опускання обладнання в свердловину.

Бурові насоси забезпечують циркуляцію бурового розчину через бурильні труби до вибою свердловини з метою виносу вибуреної породи на поверхню, забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини, створення протитиску на напірні горизонти, охолодження долота, руйнування гірських порід, приводу вибійного обладнання.

Противикидне обладнання (превентори) встановлюється на усті свердловини і призначене для перекриття устя при нафтоводопроявленнях.

Спорудження свердловини складається з таких основних етапів, а саме: облаштування бурового майданчика; буріння; кріплення стовбура свердловини обсадними колонами і їх цементування; випробування свердловини на наявність промислового припливу нафти.

Випробування свердловин включає в себе перфорацію експлуатаційної колони навпроти продуктивного горизонту, виклик припливу продукції методом зниження протитиску на пласт і операції з освоєння.

Вказаний комплекс обладнання та привезавих споруд компактно розміщується на майданчику бурової, покриття якого передбачається здійснити залізобетонними плитами. На покритій залізобетонними плитами частині майданчика окрім основного та допоміжного бурового обладнання розташовуються службові і побутові приміщення. Інша частина майданчика, яка не покривається залізобетонними плитами, використовується для спорудження гідроізолюваних шламових амбарів, для розміщення кагатів родючого та мінерального ґрунтів, водної свердловини з зоною санітарної охорони (ЗСО) та інших потреб.

Факельні викиди свердловини монтуються до факельного амбара.

Споруджування свердловини № 30/03 Гнідинцівського родовища буде проводитись за амбарним способом.

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 Гнідинцівському нафтогазоконденсатному родовищі наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Гнідинцівського НГКР

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія порід		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-150	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0130	Обвали
150-300	Глина, пісок, мергель	II	II	0,0100	0,0140	Осипи
300-600	Аргіліт, вапняк, крейда	III	II	0,0106	0,0150	Поглинання рідини
600-1200	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Осипи, обвали
1200-1800	Алевроліт, пісковик, вапняк	VI	IV	0,0134	0,0160	Поглинання рідини
1800-2000	Вапнякові доломіти, пісковики	VI	V	0,0139	0,0180	Зона інтенсивних нафтогазопроявлень

На розглядуваній площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин. З даних про глибини встановлення башмаків обсадних колон можна побачити, що в усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, першою проміжною колоною перекривали мезозойські і московські відклади, другою – відклади нижнього карбону з гідростатичними і підвищеними пластовими тисками, експлуатаційною – проектні горизонти.

Проводку свердловин під кондуктор і проміжну колони здійснювали в

основному роторним, під експлуатаційну – роторним і турбінним способами або їх комбінацією.

Для буріння застосовували такі бурові розчини: під кондуктор – глинистий; під технічну колону – гуматно-акриловий розчин, під експлуатаційну колону – висококальцієвий, калієвий бурові розчини, які обважнювали баритом або гематитом.

Серед ускладнень спостерігалися незначні поглинання, в основному у верхньому водоносному розрізі включно з московськими відкладами; затяжки, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у водоносних горизонтах або осипання щільних порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу.

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

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 небезпечне з точки зору гідророзриву менш міцних порід. В цих випадках ефективною є технологічна операція збільшення циклів промивки свердловини з дегазацією бурового розчину.

## Розділ 2. Техніко-технологічна частина

### 2.1 Обґрунтування та розрахунок профілю свердловини

Детальний аналіз джерел науково-технічної інформації доводить наступне: на даному етапі розвитку нафтогазовидобувної галузі спостерігається стійка тенденція, без перебільшення, стрімкої зміни геологічних і техніко-технологічних умов буріння свердловин, що є результатом збільшення середньої глибини залягання продуктивних пластів, і, як наслідок, ускладнення термобаричних умов [17]. Враховуючи те, що буріння свердловин – це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, 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 [18].

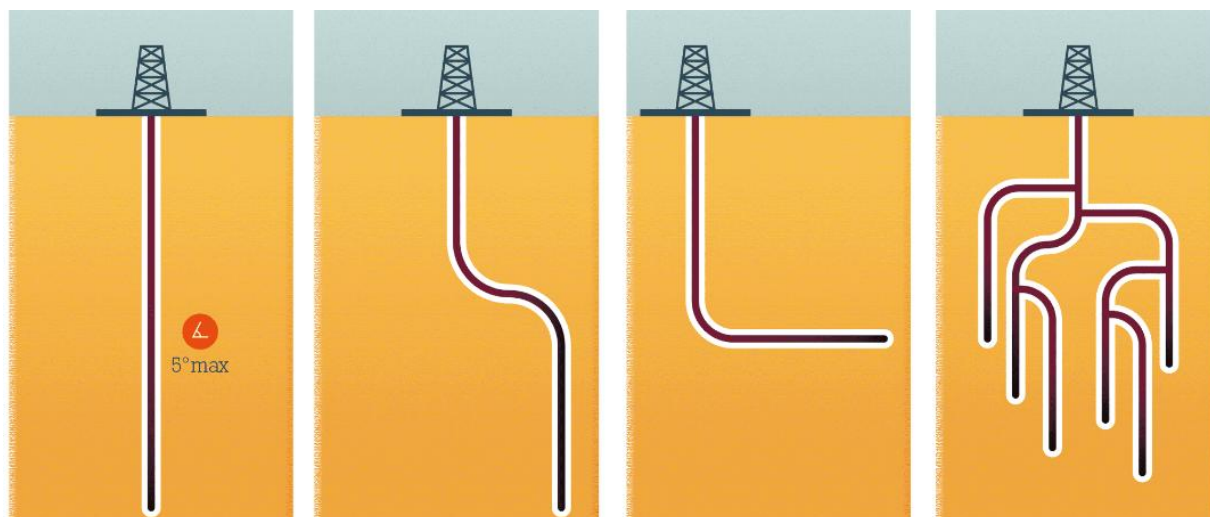


Рисунок 2.1. Приклади реалізації технологій направлено буріння свердловин

Завдання, що вирішуються при застосуванні методів і прийомів направлено буріння, досить різноманітні, та основними є такі (рис. 2.1): 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 складнопрофільних експлуатаційних свердловин з розташуванням горизонтальних і складнопрофільних ділянок стовбура в межах нафтогазоносних колекторів для підвищення нафтогазовіддачі і дебіту.

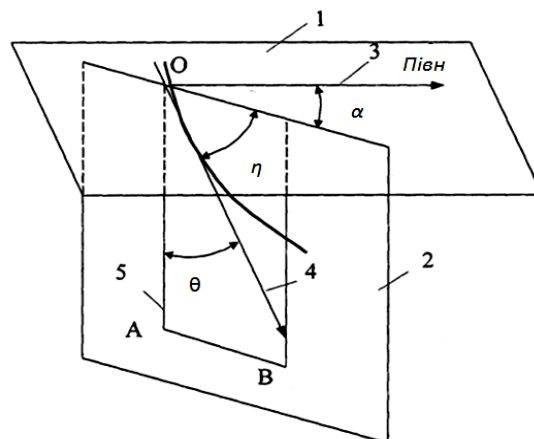


Рисунок 2.2. Просторове положення свердловини: 1 – горизонтальна площина; 2 – апсидальна площина; 3 – магнітний меридіан; 4 – дотична до точки стовбура; 5 – вертикаль через точку виміру кутів

У практиці нафтогазової справи прийоми направлено буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використову-



ється в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів [19]. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від гирла свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення (рис. 2.2) [20].

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 [21]. Глибина свердловини по вертикалі – відстань  $OA$  від устя до горизонтальної площини, що проходить через забій свердловини, або деяку поточну точку стовбура. Зенітний 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 забій [20].

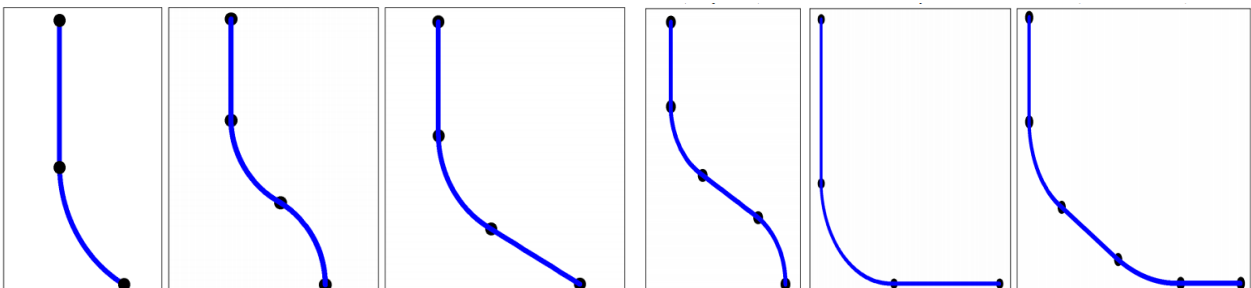


Рисунок 2.3. Графічне зображення варіантів можливих профілів свердловин

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин [21]: 1) вертикальні – свердловини із зенітним

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.

Профілі свердловин класифікують за кількістю інтервалів стовбура. За інтервал береться ділянка свердловини з незмінною інтенсивністю викривлення (рис. 2.3). 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 колом, 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 кола допуску - допустиме відхилення забою свердловини від проектного. 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 [22]: 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 zenітного 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.

Завдання профілізації стовбурів свердловин (рис. 2.4) полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєк-

торії; попадання в заданий об'єкт буріння; мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

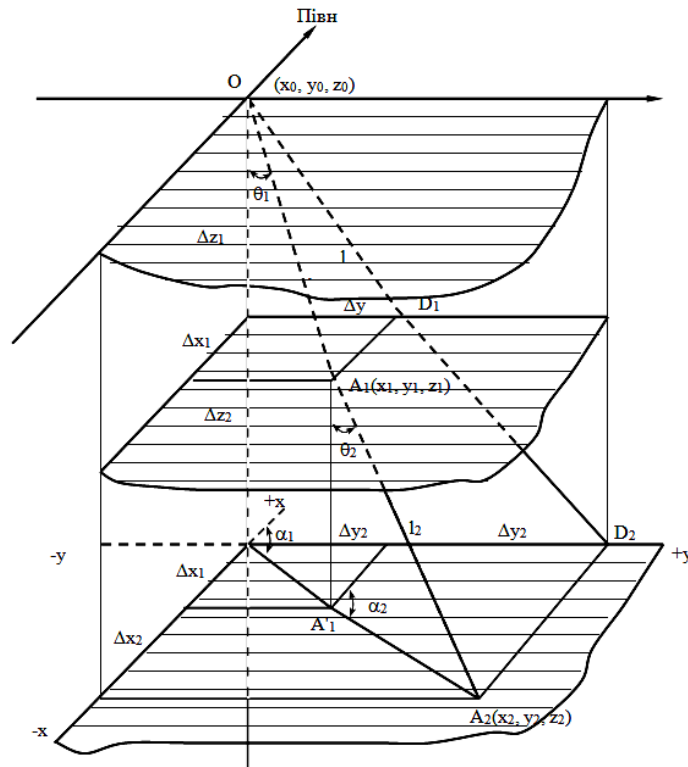


Рисунок 2.4. Схема для визначення просторового положення траси свердловини

Ділянка осі свердловини  $OA_1A_2$  (рис. 2.4) 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

$$X_{A_2} = X_{A_1} + \Delta X_2; Y_{A_2} = Y_{A_1} + \Delta Y_2; Z_{A_2} = Z_{A_1} + \Delta Z_2 \quad (2.1)$$

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

$$X_i = X_i + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \cos \alpha_{icp}; \quad (2.2)$$

$$Y_i = Y_i + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \sin \alpha_{icp}; \quad (2.3)$$

$$Z_i = Z_i - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{icp}, \quad (2.4)$$

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

$$\Theta_{\text{ср}} = \frac{\Theta_{i-1} + \Theta_i}{2}, \text{ град.} \quad (2.5)$$

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

$$\alpha_{\text{ср}} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360^\circ + \alpha_i}{2}, \text{ град.} \quad (2.6)$$

Довжину вертикальної ділянки [21], 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 забійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних забійних компоновок (взаємодіючий комплект, що складається з ОБТ, стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом) [19].

При наведеному бурінні, особливо роторному, в забійному компонуванні використовують ефекти, які призводять до зміни або стабілізації кута нахилу. Забійне компонування для роторного буріння не може застосовуватися для управління горизонтальним напрямком стовбура або в точках початку зміни.

Проектний профіль свердловини для умов Гнідинцівського НГКР буде розроблений за п'ятиінтервальною схемою (рис. 2.5).

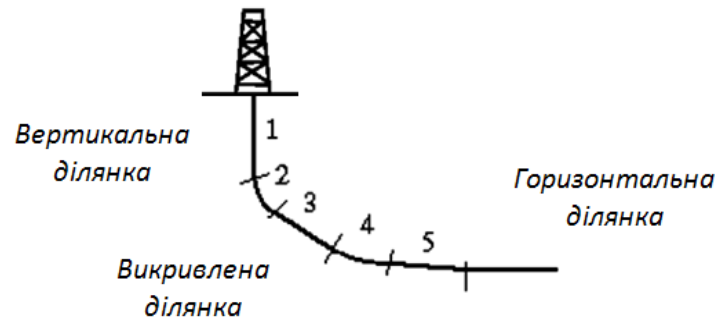


Рисунок 2.5. Схема п'ятиінтервального профілю траси свердловини

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

Початковими даними для розрахунку є:

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

$h_g$  – 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 зенітні 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.;

$L_H$  – довжина горизонтальної ділянки стовбура свердловини, м.

Профіль проектованої свердловини відрізняється тим, що площинні, початкове і кінцеве викривлення стовбура відбуваються в одній (апсидальній) площині (рис. 2.6).

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

$$h_2 = H_{nz} - h_1 - h_3 - h_4, \quad (2.7)$$

або

$$h_2 = R_1 \cdot \sin \theta_1. \quad (2.8)$$

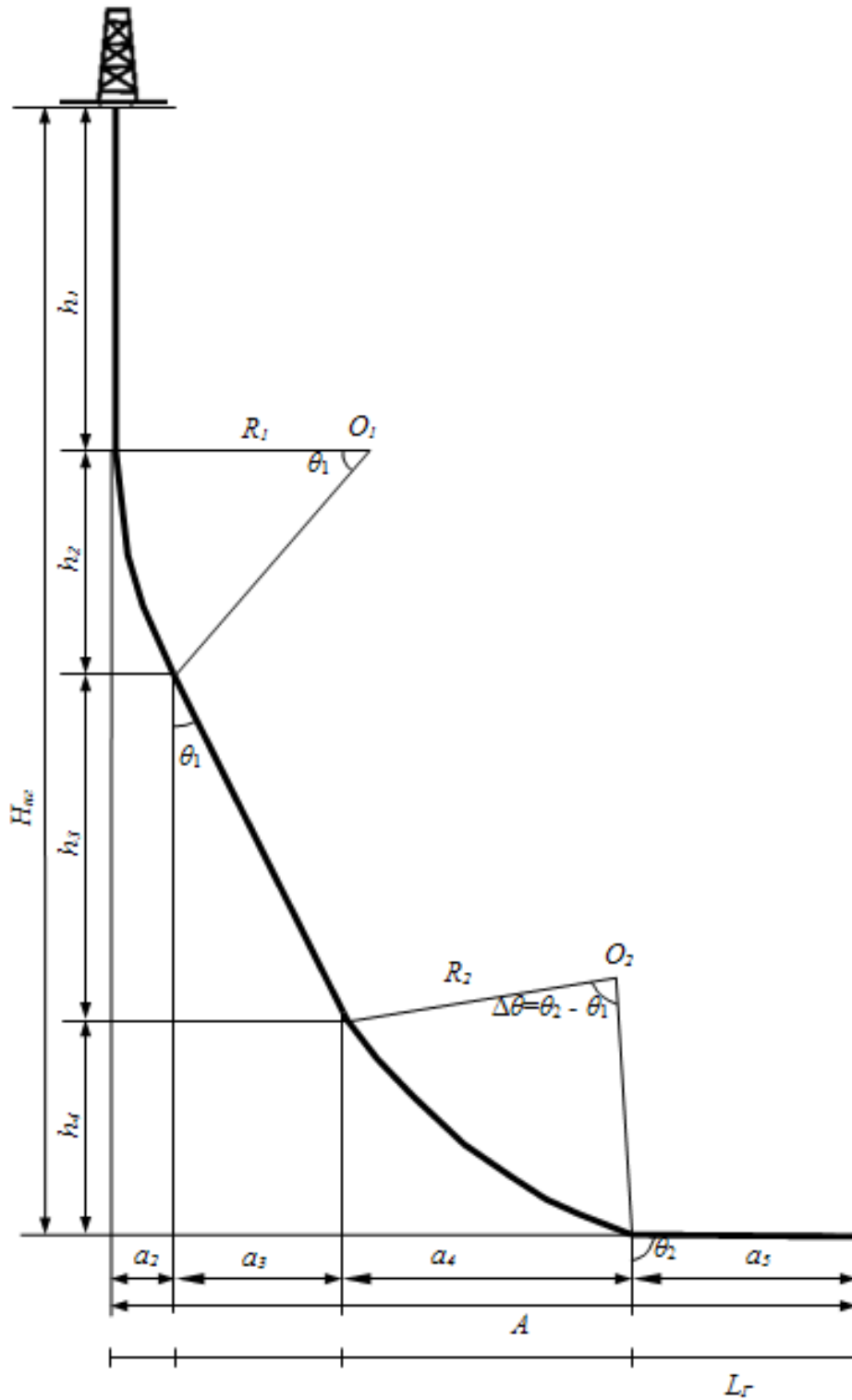


Рисунок 2.5. Проектний профіль траси свердловини площинного типу (Гнідинцівське НГКР)

Враховуючи, що

$$h_3 = \frac{A - \theta_2 - \theta_4 - \theta_5}{\operatorname{tg} \theta_1}; \quad (2.9)$$

$$h_4 = R_2 \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1); \quad (2.10)$$

Початковий зенітний кут свердловини за п'ятиінтервального профілю

$$\theta_1 = \arccos \frac{KM + N\sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}, \quad (2.11)$$

де  $K = R_1 \cdot \overleftarrow{\cos \theta_2} - A_{ТВП}$ ;

$$M = R_1 - R_2;$$

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

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. 2.1.

Таблиця 2.1

Відомості про розрахунок елементів п'ятиінтервального профілю стовбура свердловини

Довжина свердловини по стовбуру $l$ , м	Проекції	
	вертикальна $h$ , м	горизонтальна $a$ , м
1. Вертикальна ділянка		
$l_1 = h_6$	$h_1 = h_6$	-
2. Ділянка набору зенітного кута		
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \theta_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \theta_1$	$a_2 = \overleftarrow{\cos \theta_1} R_1$
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		
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Delta\theta$	$h_4 = \overleftarrow{\sin \theta_2 - \sin \theta_1} R_2$	$a_4 = \overleftarrow{\cos \theta_2 - \cos \theta_1} R_2$
5. Горизонтальна ділянка		
$l_5 = L_r$	-	$a_5 = L_r$
Разом		
$L_{св} = \sum l_i$	$H_{nz} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$

Хід розрахунку п'ятиінтервального профілю стовбура свердловини

Вихідні дані для проведення розрахунку профілю свердловини представлені в табл. 2.2.

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 2.2

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 входу 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. 2.3.

Таблиця 2.3

Результати розрахунку елементів профілю проекрованої свердловини (Гнідинцівське НГКР)

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		
$L_{св} = 200 + 45 + 1680 + 145 + 200 = 2270$	$H_{nz} = 200 + 45 + 1667 + 88 = 2000$	$A = 3 + 205 + 99 + 200 = 507$

В результаті проведених розрахунків отримано числові дані щодо довжин окремих ділянок проектованого профілю розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського НГКР, продуктивний нафтовий об'єкт якого представлений вторинно-поровим гранулярним карбонатним колектором.

Варіаціями забійного компонування можна управляти величиною і напрямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення за-



бою так, як це технологічно необхідно. Буріння спрямованих свердловин великого діаметру зазвичай легше, ніж малого [23].

## 2.2 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини, як термінологічне визначення, включає в себе такі основні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту (долота, бурильної головки тощо), вживаного для буріння кожного окремого інтервалу, та необхідно уточнювати на основі даних свердловинних геофізичних; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибини їх спуску; протяжність і номінальний діаметр обсадних колон та інтервали їх цементування. Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроектованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень і робіт у свердловині. Конструкція свердловини залежить від міри вивченої геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля. Визначальними чинниками є допустима протяжність інтервалів, де можливе буріння без кріплення, і кінцевий діаметр стовбура свердловини або рекомендований діаметр останньої (експлуатаційної) колони [24].

Обґрунтування конструкції проводиться в два етапи. На першому етапі вибирається метод входження в пласт, число обсадних колон і глибини їх спуску. На другому – розміри колон, діаметри доліт, інтервали цементування.

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

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

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрямы і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим вибоєм; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, в т.ч. з непромисловими запасами; виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

Діаметри обсадних колон і діаметри доліт для буріння під них визначають з урахуванням літології, профілю свердловини і інших чинників. Наприклад, в похилих свердловинах проміжки мають бути збільшені. Якщо ділянка стовбура свердловини представлена недостатньо стійкими породами, схильними до випучування, величину проміжку між обсадною колоною і стінкою також необхідно збільшувати.

Обсадні колони за призначенням підрозділяються таким чином [20].

Напрямы – перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напрямы, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямими, коли верхня частина розрізу представлена лесовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Зазвичай напрям спускають в заздалегідь підготовлену шахту або свердловину і бетонують на всю довжину.

Кондуктор – колона обсадних труб, призначених для відокремлення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від

забруднення, монтажу противикидного устаткування і підвіски наступних обсадних колон.

Проміжна обсадна колона (їх може бути декілька) служить для відокремлення несумісних за умовами буріння зон при поглибленні свердловини до намічених глибин.

Експлуатаційна колона – остання колона обсадних труб, якою кріплять свердловину для відокремлення продуктивних горизонтів від інших порід і витягання зі свердловини нафти або газу або для нагнітання в пласти рідини або газу. Іноді, в якості експлуатаційної колони може бути використана (частково або повністю) остання проміжна колона.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.6).

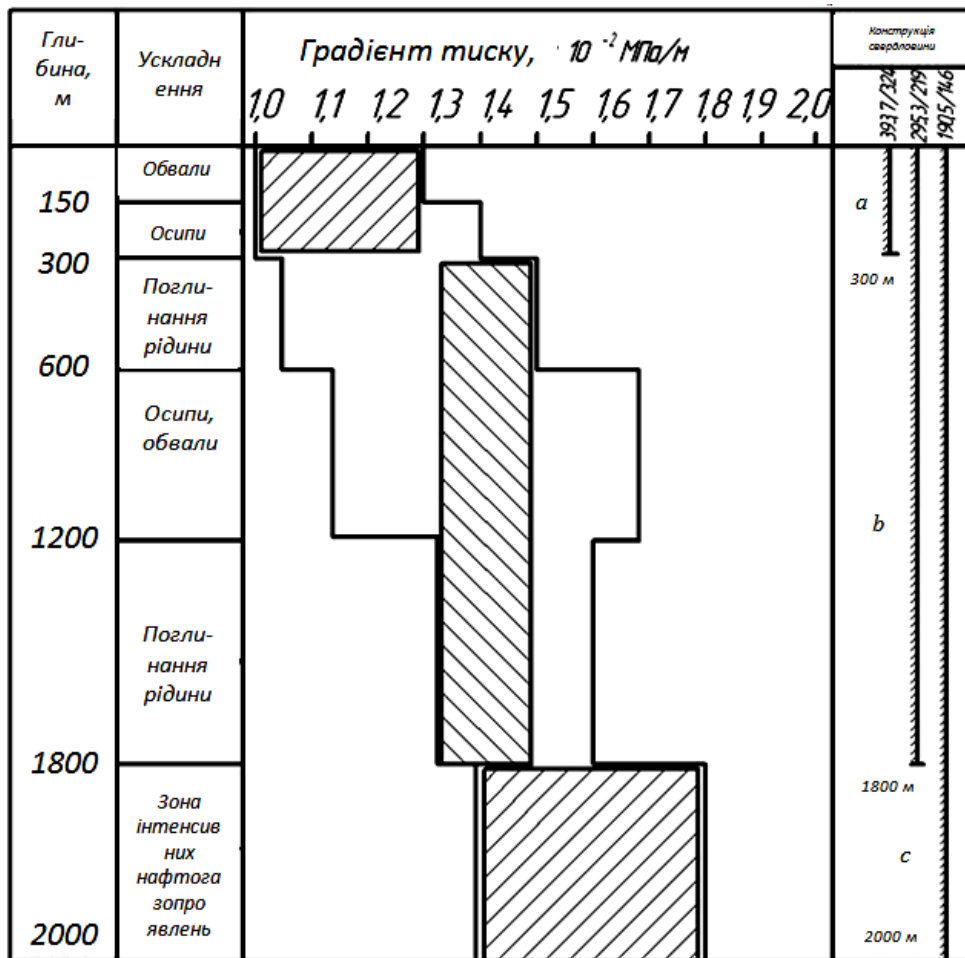


Рисунок 2.6. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до вер-ху [24]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинців-ського НГКР і складає – 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.6) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.4):

- на інтервалі 0 - 10 м – напрям, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 300 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до осипів і обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 0 - 1800 м – проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- на інтервалі 1800 - 2000 м – експлуатаційна колона (або лайнер), з повною цементациєю затрубного простору та наступною перфوراцією.

Таблиця 2.4

## Характеристика конструкції свердловини

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	не позначено	444,5	10	До гирла	-
Кондуктор	<i>a</i>	324	300	До гирла	393,7
Проміжна	<i>b</i>	219	1800	До гирла	295,3
Експлуатаційна або лайнер	<i>c</i>	146	2000	До гирла або спеціальне облаштування лайнера	190,5

## Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_{\delta}^e = D_m + 2 \cdot \delta, \quad (2.12)$$

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

$$D_{\delta}^e = 166 + 2 \cdot 10 = 186 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^e = 190,5$  мм [25 - 26];

у відповідності до ТУ на долота типу PDC (полікристалічні алмазні), приймаємо  $D_{\delta}^e = 190,5; 200$  мм.

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{np} = D_{\delta}^e + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм}, \quad (2.13)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [27], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони:  $D_{\text{зн}}^{np} = 219$  мм, з діаметром муфти -  $D_{\text{м}}^{np} = 245$  мм.

Дані розрахунку відповідають розмірам доліт типу PDC.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_{\delta}^{np} = D_{\text{м}}^{np} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм}, \quad (2.14)$$

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

у відповідності до ТУ на долота типу PDC, приймаємо  $D_{\delta}^{np} = 295,3$  мм.

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^k = D_{\delta}^{np} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}, \quad (2.15)$$

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_{\delta}^k = D_{\text{м}}^k + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 20 = 391 \text{ мм}, \quad (2.16)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо  $D_{\delta}^k = 393,7$  мм;

у відповідності до ТУ на долота типу PDC, приймаємо  $D_{\delta}^k = 393,7$  мм.

б) діаметр шахтного напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^h = D_{\delta}^k + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}, \quad (2.17)$$

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

Отримані дані зведено до табл. 2.4.

Для встановлення шахтного напрямку буде споруджено спеціальний шурф [28].

### 2.3 Вибір способу буріння

Найбільш широке промислове застосування при спорудженні свердловин на нафту і газ знаходить обертальний спосіб з передачею зазначеного руху долоту з гирла свердловини від ротора через колону бурильних труб або з передачею обертання долоту безпосередньо від валу (або через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного забійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура [18, 20].

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

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов провідки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при провідці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Оскільки розроблюваним проектом передбачається спорудження похило-скерованої свердловини із виходом на горизонтальну ділянку, приймаємо за спосіб спорудження комбінацію роторного буріння, і такого із застосуванням вибійного турбінного і гвинтового двигунів.

#### *Роторний спосіб буріння*

При роторному бурінні обертання долоту передається через колону бурильних труб (порожнистий вал) від ротора, що встановлений на гирлі свердловини. Ротор використовується і для утримання на вазі колони бурильних і обсадних труб при їх спуску, підвісці, відгвинчуванні. Тому ротор потрібний і при бурінні забійними двигунами. У останньому випадку на застопорований стіл ротора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний крутний момент від забійних двигунів [28].

Привід ротора здійснюється від лебідки через карданний вал або ланцюгову передачу або від індивідуального приводу, що дозволяє в широких межах регулювати частоту обертання (від 20 до 200  $\text{хв}^{-1}$  і більш), а також знижувати навантаження на привід лебідки при підйомі колони з обертанням, зменшувати зношування лебідки і її приводу. При обертанні бурильної колони менше небезпека її прилипання, зависання, прихоплення.

Роторне буріння можливе при усіх видах бурового розчину, проте вимоги до його змашуючої і протизносної здатності вищі. Аварійність при роторному способі вище – внаслідок більшого вигину і закручування бурильної колони, більшої динамічності і дії знакозмінної напруги.

#### *Буріння гвинтовими двигунами*

Основні особливості режиму буріння гвинтовими двигунами пов'язані з їх робочими характеристиками, які різко відрізняються від характеристик турбобурів і електробурів. Відносно значний крутний момент, низька частота обертання і менша довжина роблять гвинтовий двигун більш прийнятним при бурінні високоабразивних порід різної твердості, при наборі зенітного кута похило-спрямованих свердловин. Перспективний такий двигун і для буріння пластичних порід, що залягають на великій глибині, внаслідок меншого перепаду тиску, а ніж в турбобурі.

## **2.4 Вибір породоруйнівного інструменту**

Останнім часом спостерігається стійка тенденція постійного збільшення об'ємів буріння із застосуванням доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC) [29], проте існує доволі значне протиріччя між показниками роботи останніх у породах м'яких, пластичних і породах пластично-крихких середньої твердості та твердих, що пов'язано із інтенсивним зношуванням озброєння. З огляду на зазначене, в роботі представлено режимно-технологічні параметри процесу буріння із застосуванням доліт типу PDC та шарошкових.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами [20]:

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

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

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробітку доліт) по бурінню не менше 5 - 6 свердловин на цій площі. Обробивши цю інформацію, порівнюють рейсову швидкість (максимум) і собівартість одного метра (мінімум) і вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [18, 26]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.5

Коротка характеристика прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип доліт				
			Полікристалічні PDC		Шарошкові		
	категорія за твердістю	категорія за абразивністю	Тип долота	Маса долота, кг	Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
0 - 300	I - II	I - II	393,7 FD 248S - A288	176	III393,7М - ГНУ	187	470
300 - 1200	II - IV	II - III	295,3 FD 268SM - A72	90	III295,3М С - ЦВ	94	400
1200 - 1800	VI	IV	295,3 FD 388MH - A66 - 01	90	III295,3Т - ГВ	94	400
1800 - 2000	VI	V	190,5 FD 388MH - A97	38	III190,5Т - ЦВ	32	200

Долота типу PDC відносяться до технологічно нового покоління доліт, різальні лопаті яких посилені полікристалічними алмазними різцями (рис. 2.7).



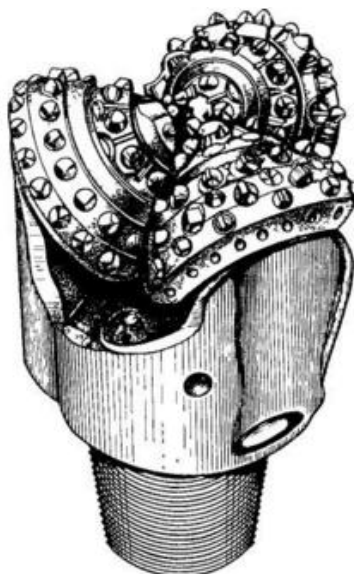
Вони руйнують породу стираюче-різальною дією на відміну від руйнування породи шарошковими долотами дроблячье-сколюючого типу.



*Рисунок 2.7. Бурові долота, армовані пластинами PDC*

Нині курс розвитку виробництва PDC доліт спрямований на їх адаптацію до умов використання в гірських породах середніх і вище середніх за твердістю. Виробники доліт, армованих пластинами PDC, пропонують різні конструктивні рішення, основне призначення яких – зниження рівня вібрації на долоті.

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями) (рис. 2.8) [30]. Усередині шарошок розташовані підшипники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. Озброєння – сталеві зубці, твердосплавні вставки або їх комбінація.



*Рисунок 2.8. Схема шарошкового долота*

Стандартом передбачено 13 типів системи озброєння доліт у залежності від типу гірських порід: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К і ОК.

Долота мають таку сферу застосування: М – для м'яких порід типу глини, крейди, гіпсу, I-III категорії з твердості; МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід; С – для середніх порід типу пісковиків, щільних глин, мергелів IV-V категорій з твердості; СТ – для середніх з прошарками твердих порід; Т – для твердих порід типу доломітів, доломітизованих вапняків, базальтів VI-VII категорії з твердості; ТК – для твердих і міцних порід; К – для особливо міцних порід типу гранітів, окремнених вапняків, кварцитів VIII-X категорій з твердості; ОК – для дуже міцних порід XI-XII категорій з твердості.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів шарошкові долота поділяються на: з центральним промиванням (Ц); з боковим гідромоніторним промиванням (Г); з центральним продуванням (П); з боковим продуванням (ПГ).

## 2.5 Вибір бурильної колони

Основний тип технологічного інструменту – бурильна колона – сполучає долото (або забійний двигун і долото) з наземним устаткуванням (вертлюгом); вона призначена для виконання наступних цілей: передача обертання від ротора до долота; сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна; підвода бурового розчину до породоруйнівного інструменту і вибою свердловини; створення навантаження на долото; підйом і спуск долота; проведення допоміжних робіт (опрацювання, розширення і промивання свердловини, випробування пластів, ловильні роботи і так далі) [20].

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [28]. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметру, товщині стінки і групі міцності сталі. Односту-

пінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

При визначенні конструкції бурильної колони (рис. 2.9) приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності «Д» з мінімальною товщиною стінки [27].

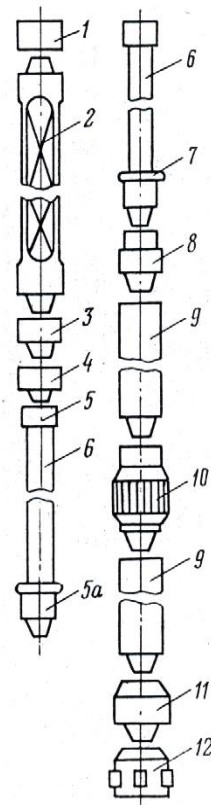


Рисунок 2.9. Схема бурильної колони

- 1 – верхній перевідник ведучої труби
- 2 – ведуча труба
- 3 – нижній перевідник ведучої труби
- 4 – запобіжний перевідник
- 5 – муфта замка
- 5a – ніпель замка
- 6 – бурильна труба
- 7 – протектор
- 8 – перевідник на обважені бурильні труби (ОБТ)
- 9 – ОБТ
- 10 – центратор
- 11 – наддолотний амортизатор
- 12 – калібратор

#### Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб (БТ)

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [20, 28]. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для  $D_0 \leq 295,3$  мм):

$$- \frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_0} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 190,5 \approx 143 \text{ мм, приймаємо } d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\text{ом}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80; d_{\text{БТ}} = 0,75 \cdot 146 \approx 110 \text{ мм, приймаємо труби конструкції ТБВ}$$

із зовнішнім діаметром  $d_{\text{БТ}} = 114 \text{ мм}$ .

Таблиця 2.6

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ із зовнішнім діаметром 114 мм

Діаметр, мм		Товщи- на стін- ки, мм	Замок			Навантаження на розтяг до межі плинності				Ма- са 1 м, кг
зовніш- ній	мінімаль- ний за пер- ерізом ті- ла труби		Тип	внутр. діа- метр, мм	Різьба	Д	К	Е	Л	
114	78	8	ЗШ- 146	80	3-121	980	1320	1420	1710	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	28,9

*Вибір довжини і компоновки низу бурильної колони (КНБК) для вертикальної ділянки свердловини*

Компоновку бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин (або окремих їх ділянок) рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру (рис. 2.10) [30]. Вибійні компонування для похило-скерованого і горизонтального буріння відрізняються різноманітністю технічних складових та виконуваними ними функціями.



Рисунок 2.10. Буровий технологічний інструмент

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{KG_{\delta}}{q_{\text{ОБТ}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (2.18)$$

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

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

$G_{\delta}$  – осьове навантаження, Н;

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м;  $q_{\text{ОБТ}} = 102,9$  кг [27].

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 200000}{1029 \left( 1 - \frac{12740}{78500} \right)} \approx 281 \text{ м}$$

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  $l_{\text{ОБТ}} = 200$  м.

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

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБТ}}}} \quad (2.19)$$

де  $E$  – модуль пружності матеріалу труб (сталі),  $\text{Н/м}^2$ ;

$I$  – момент інерції за дії вигину,  $\text{м}^4$ .

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

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

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

Якщо  $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компонування ОБТ центральні

пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [20, 28], для проєктованого випадку центратори будуть встановлені через кожні 125 м (1 центратор).

*Довжина і компоновка БТ*

Для можливості проведення подальших розрахунків умовно приймаємо склад вибійної компоновки для буріння похилої ділянки свердловини у вигляді компонування з ОБТ:  $l_{ОБТ} = l_{БК} = 100$  м.

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_m \mathbf{G}_{ОБТ} + G + G_{нк} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.20)$$

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

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

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

$G_{ОБТ}$  – вага ОБТ, Н;

$G$  – вага забійного двигуна, Н;

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

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

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

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

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

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

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує дію крутного моменту и моменту на вигин (при бурінні забійними двигуном  $K_1 = 1$ ; при роторному бурінні  $K_1 = 1,04$ ).

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

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

$$l_1 = \frac{648 \cdot 10^3 - 1,15 \cdot 100 \cdot 1029 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 1926 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_1 = 1925$  м.

Якщо сумарна довжина вибійної компоновки  $l_{BK}$  і першої секції менше глибини свердловини, то за першою секцією встановлюють другу, міцнішу (з більшою товщиною стінки або більшої міцності). Довжина другої секції визначається за формулою:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.21)$$

де  $l_2$  – довжина другої секції бурильної колони;

$Q_{p2}$  – допустиме навантаження на розтягування для труб другої секції;

$q_2$  – вага 1 м бурильних труб другої секції.

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

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

Враховуючі проектну глибину (довжину) свердловини:

$$l_2 = L_{ce} - (l_1 + l_{BK})$$

$$l_2 = 2270 - (1925 + 100) = 245 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо  $l_2 = 250$  м.

Дані проведено розрахунку зводимо до підсумкової табл. 2.7.

Таблиця 2.7

*Відомості про конструктивні параметри бурильної колони*

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
2	9	Д	0	245	245	0,265	64,93
1	8	Д	245	2170	1925	0,242	465,85
Вибійне комплектування	26	Д	2170	2270	300	1,029	10,29
<b>РАЗОМ</b>							<b>≈541</b>

Таким чином, в результаті розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

## 2.6 Вибір режимів буріння

Досягнення ефективності процесу буріння, багато в чому, залежить від комплексу режимно-параметричних чинників: осьового навантаження на долото; частоти обертання долота; витрати бурового розчину і параметрів якості бурового розчину; типу долота; геологічних умов; механічних властивостей гірських порід [20, 31].

Виділяють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на вибої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативно змінювати. Перші називаються керованими. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, називається режимом буріння.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих показників за даних умов буріння, називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – проводка свердловини через пласти в яких спостерігається поглинання промивальної рідини, забезпечення мінімального викривлення свердловини (або, навпаки, щонайбільш можливого та техніко-технологічно виправданого), максимального виходу керна, якісного розкриття продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними. Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

### *Розробка технології та режимів буріння долотами типу PDC*

Долота PDC відносяться до безопорних доліт різальної і різально-сколюючої дії з озброєнням у вигляді алмазно-твердосплавних пластинок і різців [26, 32]. До основних переваг доліт PDC відносяться наступні фактори: від-



сутність в їх конструкції рухомих частин, висока зносостійкість, самозагострювальна дія різців і низьке необхідне осьове навантаження на долото [33].

Для створення різальної дії доліт PDC потрібне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент значно менше, ніж для шарошкових доліт при тій, або навіть більшій швидкості буріння. Висока стійка механічна швидкість буріння обумовлена наявністю гострої різальної кромки у різців, низькою швидкістю їх зношування і ефектом самозагострювання різців під час буріння; останнє відбувається в результаті випереджаючого зношування твердосплавної основи в порівнянні зі зношуванням алмазного шару. Висока зносостійкість озброєння забезпечує значну проходку на долото, а відсутність в конструкції рухомих деталей знижує ризики, пов'язані із залишенням частин долота на вибої свердловини під час буріння.

Проте названі конструктивні особливості доліт PDC висувають певні вимоги щодо їх відробки [26, 32].

1) Підготовка свердловини: після використання попереднього долота необхідно використовувати шламоуловлювач, якщо очікується наявність металу на вибої.

2) Підготовка долота перед спуском у свердловину: витягнути долото з індивідуального ящика; допускається ставити долото різцями вниз тільки на дерев'яну або гумову підставку; перевірити долото на наявність можливих ушкоджень при транспортуванні; перевірити внутрішню частину долота на відсутність чужорідних предметів.

3) Нагвинчування долота: перевірити правильність установки гідромоніторних насадок; змінні насадки завертати тільки вручну; очистити і змастити поверхню різьби; навернути долото, дотримуючись встановлених виробником граничних значень крутного моменту (табл. 2.8).

4) Спуск у свердловину: з обережністю наближатися до башмака обсадної колони, хвостовика, або до можливих інтервалів звуження; слід обертати інструмент в інтервалах звуження; при спуску останньої свічки промити свердло-

вину до вибою; досягнення вибою визначати при мінімальній частоті обертання інструменту; підвести долото над вибоєм і промити протягом 5 хв.

Таблиця 2.8

*Рекомендовані значення крутного моменту для нагвинчування доліт типу PDC*

Діаметр долота, мм	Рекомендований крутний момент, Н·м
190,5 - 209,55	16600 - 22150
250,83 - 368,3	38700 - 44250
374,65 - 469,9	47000 - 55300

5) Розширення: не рекомендується розширення значного інтервалу свердловин зменшеного діаметру; рекомендується використання максимально можливої витрати промивальної рідини; осьове навантаження не повинне перевищувати 1/10 від максимально можливого значення; уникати великого крутного моменту.

б) Нарощування бурильної колони, приробка долота, буріння: рекомендується максимальне промивання при підйомі; після промивання необхідно опустити долото на вибій і за малого навантаження створити напрям руйнування вибою; поступово збільшуючи навантаження на долото, необхідно встановити оптимальний режим буріння; при бурінні порід, що переважають за твердістю, необхідно відрегулювати частоту обертання і навантаження на долото; в твердіших породах або в абразивних піщаних прошарках; частоту обертання необхідно знижувати для зменшення зносу різців і збільшення терміну служби долота; при нарощуванні бурильної колони, через значний поршневий ефект конструкції долота, підйом інструменту з вибою здійснювати з промиванням – задля усунення сальнікоутворення; після нарощування бурильної колони опустити долото на вибій, промити протягом 1 - 2 хв. і, поступово збільшуючи навантаження, досягти запланованого режиму буріння; в процесі буріння постійно вести контроль дотримання проектних режимів буріння (навантаження на долото, частота обертання, крутний момент, тиск розчину на стояку тощо), не допускаючи граничних величин режимних параметрів, вказаних в паспорті долота; підйом долота здійснювати з постійним доливанням бурового розчину в

свердловину і з обмеженням швидкості, особливо в зонах звужень, обвалів, каверн і при підході до башмака обсадної колони.

В табл. 2.9 приведені рекомендовані режимні параметри при використанні бурових доліт типу PDC.

Таблиця 2.9

Параметри режиму буріння долотами типу PDC для геолого-технічних умов Гнідинцівського НГКР

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота PDC	Кількість лопатей долота	Режимні параметри		
	категорія за твердістю	категорія за абразивністю			Осьове навантаження $C_d$ , кН	Частота обертання $n_d$ , хв. <sup>-1</sup>	Витрата промивальної рідини $Q$ , л/с
0 - 300	I - II	I - II	393,7 FD 248S - A288	4	38	100	45
300 - 1200	II - IV	II - III	295,3 FD 268SM - A72	6	58	150	32
1200 - 1800	VI	IV	295,3 FD 388MH - A66 - 01	8	84	100	32
1800 - 2000	VI	V	190,5 FD 388MH - A97	8	60	80	30

### Розробка режимів буріння шарошковими долотами

1. Необхідне осьове навантаження на долото  $C_d$  визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_n p_u F_k \quad (2.22)$$

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

$p_u$  – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

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

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

Значення контактної площі  $F_k$  для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [31]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із допустимою (паспортною) для даного типорозміру долота  $[C_d]$ .

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_d = c_n D_d, \quad (2.23)$$

де  $c_n$  – питоме навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.10), Н/м;

$D_d$  – діаметр долота, м.

Таблиця 2.10

Питоме навантаження для різних типів доліт

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

$$\underline{\text{III}393,7\text{М} - \text{ГНУ}} \quad C_d = 1,6 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 62992 \text{Н} \approx 63 \text{кН} < [C_d] = 470 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{III}295,3\text{МС} - \text{ЦВ}} \quad C_d = 2 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 59060 \text{Н} \approx 60 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{III}295,3\text{Т} - \text{ГВ}} \quad C_d = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 295300 \text{Н} \approx 300 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{III}190,5\text{Т} - \text{ЦВ}} \quad C_d = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 200000 \text{Н} \approx 200 \text{кН} = [C_d] = 200 \text{кН}.$$

## 2. Частота обертання долота.

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

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z}, \quad (2.24)$$

де  $n_d$  – 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.

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad n_{\text{д}} = \frac{0,180}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3937 \cdot 12} = 4,7 \text{ с}^{-1} \approx 280 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ЦВ}} \quad n_{\text{д}} = \frac{0,150}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 4,2 \text{ с}^{-1} \approx 250 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т - ГВ}} \quad n_{\text{д}} = \frac{0,150}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,2 \text{ с}^{-1} \approx 250 \text{ об/хв.}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ЦВ}} \quad n_{\text{д}} = \frac{0,095}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1905 \cdot 21} = 6 \text{ с}^{-1} = 360 \text{ об/хв.}$$

3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.25)$$

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

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

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.26)$$

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

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

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

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

$$\underline{\text{Ш393,7М - ГНУ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3МС - ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т - ГВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,295^3 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,059 \text{ м}^3/\text{с};}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ЦВ } Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с}.}$$

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено до табл. 2.11.

Таблиця 2.11

*Параметри режиму буріння шарошковими долотами для геолого-технічних умов Гнідинцівського НГКР*

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C, даН	n, об/хв	Q, дм <sup>3</sup> /с
Ш393,7М - ГНУ	0 - 300	6300	280	50,9
Ш295,3МС - ЦВ	300 - 1200	8900	250	50,9
Ш295,3Т - ГВ	1200 - 1800	30000	250	50,9
Ш190,5Т - ЦВ	1800 - 2000	20000	360	13

### Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.6) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.27)$$

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

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

$H$  – глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

$\alpha$  - нормативний коефіцієнт, який згідно вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [20].

$$\text{- інтервал буріння 0 - 300 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 300)}{9,81 \cdot 300} \approx 1122 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 300 - 1800 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 1800)}{9,81 \cdot 1800} \approx 1220 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 1800 - 2000 м: } \rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2000)}{9,81 \cdot 2000} \approx 1274 \text{ кг/м}^3.$$

Додержання вказаних параметрів густини бурового розчину унеможливить виникнення ускладнень у стовбурі свердловини, пов'язаних із поглинанням бурового розчину, або прояву пластових флюїдів.

## **2.7 Розробка вибійних компоновань для спорудження похилих та горизонтальних ділянок стовбура свердловини**

Розкриття продуктивної товщі спрямованими свердловинами, у тому числі горизонтальними, дозволяє наступне [28]: підвищити продуктивність свердловини за рахунок збільшення площі фільтрації; продовжити період безводної експлуатації свердловин; збільшити міру витягання вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки; підвищити ефективність закачування агентів в пласти; залучити в розробку пласти з низькими колекторськими властивостями і з високов'язкою нафтою; освоїти важкодоступні нафтогазові родовища.

Горизонтальна свердловина – це відповідна гірська виробка [34], яка має досить протяжну фільтрову ділянку, сумірну за довжиною з вертикальною частиною стовбура, пробурену переважно уздовж нашарування між покрівлею і подошвою нафтового або газового покладу в певному азимутному напрямі. Основна перевага горизонтальних свердловин, в порівнянні з вертикальними, полягає в збільшенні дебіту в 2 - 10 разів за рахунок розширення області дронування і збільшення фільтраційної поверхні.

Профіль горизонтальної свердловини складається з двох зв'язаних між собою частин: направляючої і горизонтальної ділянок стовбура. Під направляючою ділянкою стовбура необхідно розуміти його частину від гирла до точки із заданими координатами на покрівлі і безпосередньо в самому продуктивному пласті. Призначення направляючої частини горизонтальної свердловини полягає у виведенні свердловини під певним кутом в точку продуктивного пласта із заданими координатами.

Нижче перераховані деякі практичні особливості буріння горизонтальних

свердловин у порівнянні з похилими [28].

1. Небезпека прихоплення і обриву колон: в горизонтальних свердловинах небезпека прихоплення і обриву бурильних труб менша, оскільки викривлення свердловини відбувається в нижній частині розрізу, який характеризується, як правило, порівняно стійкими породами; жолобоутворення має місце в перегибах стовбура, коли бурильна колона знаходиться в розтягнутому стані, але в горизонтальних свердловинах зазвичай велика частина колони при бурінні стиснена і не виробляє жолоб в одному і тому ж місці; зазвичай технічна (проміжна) колона спускається перед розбурюванням продуктивної зони пласта, що зменшує небезпеку прихоплення в горизонтальній свердловині.

2. Тертя: горизонтальні свердловини характеризуються високим рівнем тертя бурильних колон об стінки свердловини, особливо на її горизонтальній ділянці; тертя посилюється із збільшенням протяжності горизонтальної ділянки, оскільки навантаження на долото в цьому випадку зазвичай створюється майже усією вагою бурильної колони; величезну роль грає якість бурового промивального розчину, передусім його змащуюча здатність.

3. На відміну від похилої свердловини забійне компонування при бурінні горизонтального стовбура наступне: долото - вибійний двигун - стабілізатор - MWD (системи вимірювання під час буріння) - немагнітні ОБТ - товстостінні бурильні труби - яс (іноді) - товстостінна бурильна труба - тонкостінні бурильні труби до гирла.

MWD система (рис. 2.11) [35] дозволяє бурильникові збирати і передавати інформацію від вибою стовбура свердловини на поверхню без переривання процесу буріння. Інформація може включати дані, що стосуються: параметрів відхилення траси свердловини, петрофізичних властивостей пластів; витримки режимів буріння.

Датчики і устаткування для передавання відповідних сигналів розміщено в немагнітній ОБТ в нижній частині компоновки. Канал передачі – буровий розчин. На поверхні сигнал декодований і представлений бурильникові у відповідному форматі.



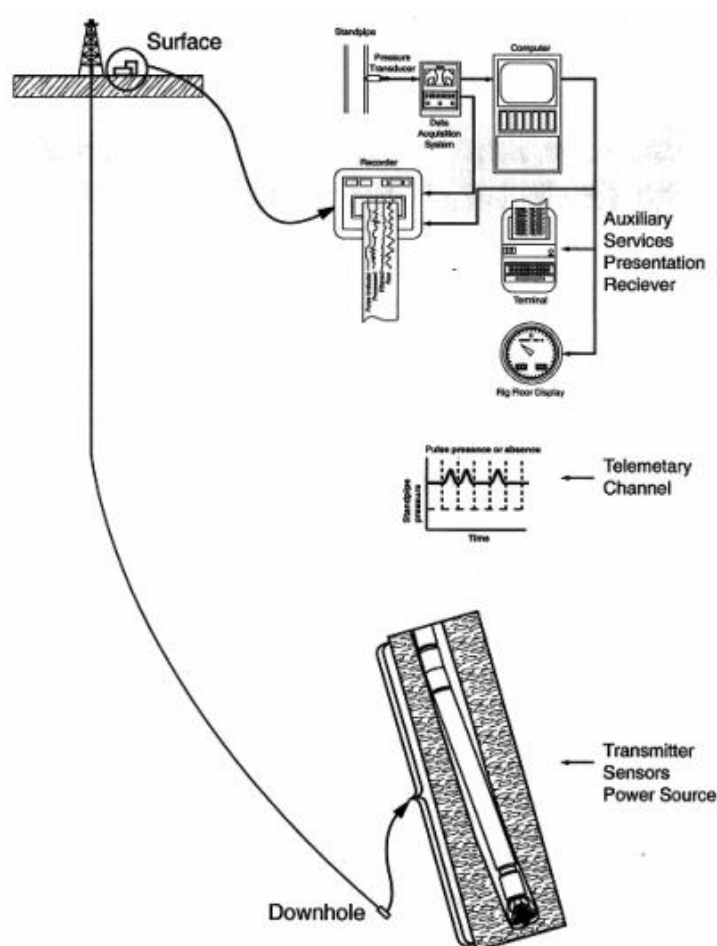


Рисунок 2.11. Принципи побудови MWD системи

Усе MWD системи мають основні елементи: система в низхідній свердловині, яка складається з джерела живлення, датчиків, пристрою передачі інформації і системи управління; телеметричний канал (стовп бурового розчину), через який імпульси передаються на поверхню; поверхнева система, яка виявляє імпульси, декодує сигнал і представляє результати (числовий дисплей, геологічний картаж).

Головна відмінність між MWD системами, метод, яким інформація передається на поверхню – спосіб, яким створені імпульси.

NMPT система: рідина циркулює через бурильну колону, клапан усередині MWD інструменту відкривається і дозволяє невеликим об'ємам бурового розчину витікати з бурильної колони.

RMP: клапан усередині MWD інструменту періодично закривається, створюючи тимчасове збільшення тиску в напірній трубці.

FM MWD система: тривалість хвилі заснована на течії бурового розчину через щілиноподібний диск, що обертається, фази цих безперервних хвиль можуть бути реверсивними, дані передаються як ряд фазових змін.

Усі MWD системи використовують датчики для обчислення нахилу, азимута і місця знаходження корпусу інструменту.

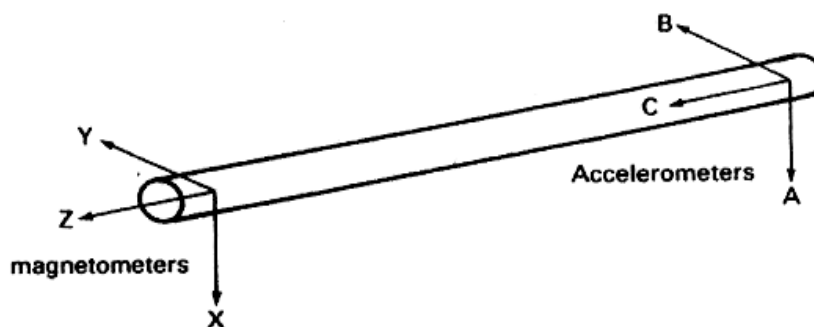


Рисунок 2.12. Датчики MWD системи

Найважливіше завдання при горизонтальному бурінні – не допустити скручування бурових колон, тому на горизонтальних ділянках прагнуть якомога менше використовувати ОБТ і тим самим зменшувати опір тертю. Основне правило [28]: компоновання має бути за можливості простим.

4. Фактична вертикальна глибина свердловини. При бурінні горизонтальної свердловини велика відповідальність лягає на виконавців роботи при визначенні глибини свердловини за вертикаллю згідно даних про виміри бурового інструменту. Навіть незначна помилка в глибині може виявитися вирішальною, оскільки виключиться входження долота в пласт в заданій точці. Це приведе до помилки в розміщенні фільтрової частини свердловини (фільтр буде розміщений у водоносній або в газоносній частині нафтового пласта).

5. Контроль траєкторії свердловини. Буріння горизонтальної ділянки буде повільним або навіть неможливим, якщо неякісно пробурена напрямна частина стовбура. Тут не допустимі помилки в навігації.

При бурінні безпосередньо горизонтальної частини свердловини відповідальність за правильну навігацію підвищується, хоча управління траєкторією за показаннями інклінометра і магнітометра або гіроскопа стає неефективним. На

перший план може виступити контроль за параметрами пласта (проникність, нафтонасиченість, фаціальний склад, пористість, водонасиченість, термодинамічні параметри). Контроль цих параметрів здійснюють системи LWD (каротаж під час буріння).

6. Горизонтальна ділянка порівнянна з направляючою ділянкою як за довжиною, так і за тривалістю буріння.

7. Бурові промивальні і тампонажні розчини повинні мати седиментаційну стійкість, оскільки існує небезпека осадження на нижній стінці свердловини шламу і важких компонентів розчину, що ускладнить буріння і кріплення горизонтальної свердловини.

8. Навантаження на долото. При бурінні горизонтальної ділянки свердловини навантаження на долото створюється не нижньою, а верхньою частиною бурильної колони, причому визначити її за індикатором ваги складно. В зв'язку з цим за горизонтального буріння гостро стоїть питання виміру режимних параметрів процесу безпосередньо на вибої свердловини.

Проектування горизонтальної свердловини слід починати з визначення протяжності, форми і напрямку горизонтальної ділянки, які безпосередньо залежать від міри неоднорідності продуктивного пласта, його потужності і літології, розподілу гірської породи за твердістю і стійкості гірського масиву геологічного розрізу [36]. Слід передбачити заходи щодо мінімізації забруднення пласта буровими і тампонажним розчинами з урахуванням тривалості і протяжності інтервалу їх дії.

Експлуатаційна характеристика пласта повинна включати: запаси нафти, видобуток яких вертикальними або похилими свердловинами складний або практично неможливий; пластовий тиск; стан розробки покладу; режим роботи пласта; способи експлуатації, передбачувана частота ремонтів, їх причини і характер; ефективність інших методів інтенсифікації видобування і методів збільшення нафтовіддачі.

Напрямна частина горизонтальної свердловини включає: вертикальну ділянку, відрізок початкового викривлення, тангенціальну ділянку і ділянку збі-

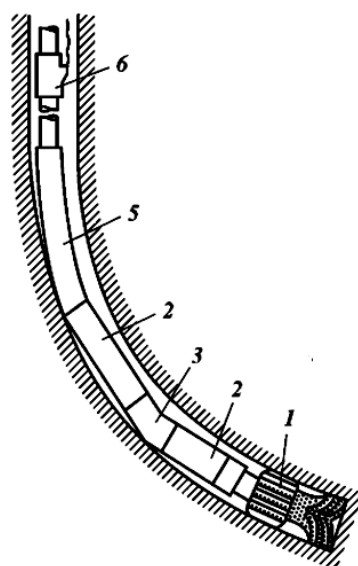
льшення зенітного кута або складається тільки з вертикальної ділянки і ділянки збільшення зенітного кута.

Однією з головних ділянок горизонтальної свердловини є вертикальна [37]. В процесі буріння вертикальної ділянки її вісь відхиляється від вертикалі, і свердловина набуває вигляду спіралі. Таке викривлення перешкоджає подальшому нормальному ходу буріння свердловини: погіршуються умови просування інструменту в ній в процесі СПО, створення достатнього навантаження на вибій, проведення інклінометричних і геофізичних робіт тощо.

Для зменшення відхилення застосовують КНБК найрізноманітніших конструкцій, що підрозділяються на такі основні типи: маятникові, жорсткі і опорні.

Ефективність роботи КНБК при цьому визначають такі основні елементи: жорсткість, проміжок між компоунанням і стінками свердловини, довжина компоунання. В основному застосовують жорсткі КНБК, розрахунок місця установки в них опорно-центруючих елементів проводять з допущенням, що відхиляюча сила на долоті дорівнює нулю та кут між віссю компоунання і віссю свердловини також дорівнює нулю.

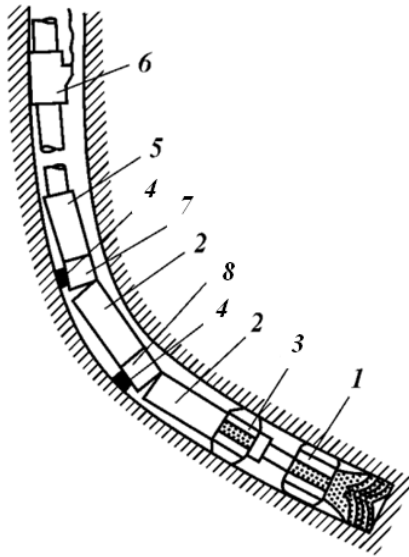
За використання в якості відхилювача гвинтового двигуна (рис. 2.13) залежно від кута викривленого перевідника забезпечується інтенсивність викривленого стовбура свердловини в діапазоні  $2,9 - 3,8^\circ$  на 10 м ( $R = 150 \div 200$  м).



- 1 - наддолітний калібратор;
- 2 - вибійний двигун-відхилювач;
- 3, 4 - нижній та верхній криві перевідники;
- 5 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD);
- 6 - перевідник із боковим виводом для кабелю

Рисунок 2.13. Схема КНБК для викривлення горизонтальних свердловин

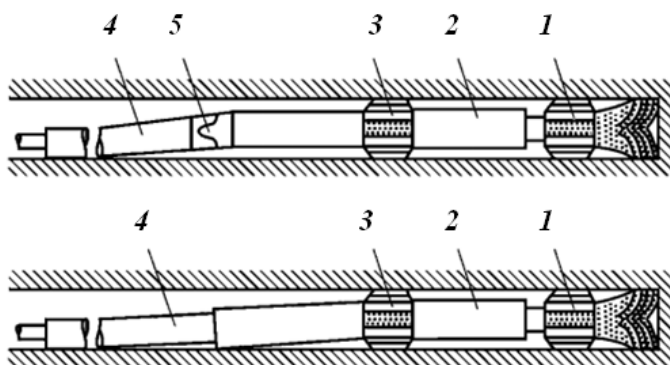
При бурінні горизонтальної свердловини за радіусом  $R = 40 \div 50$  м, КНБК збираються відповідно до схем на рис. 2.14, при цьому забезпечується інтенсивність викривлення в діапазоні  $1,1 - 1,4^\circ$  на 1 м.



- 1 - наддолітний калібратор;
- 2 - вибійний двигун-відхилювач;
- 3 - центратор вибійного двигуна;
- 4 - підпор кривого перевідника;
- 5 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD);
- 6 - перевідник із боковим виводом для кабелю;
- 7 - шарнірне з'єднання;
- 8 - корпусний шарнір

Рисунок 2.14. Схема КНБК для викривлення горизонтальних свердловин за радіусом  $R = 40 \div 50$  м

Схеми КНБК для стабілізації, малоінтенсивного збільшення і зменшення зенітного кута представлені на рис. 2.15. КНБК базуються на використанні серійних гвинтових забійних двигунів з центраторами на корпусі вибійних двигунів. Конструкція КНБК забезпечує її прохідність у викривленому стовбурі свердловини і буріння горизонтальної ділянки з інтенсивністю викривлення  $0 - 5^\circ$  на 100 м. Орієнтування відхилювача і постійний контроль параметрів викривлення стовбура свердловини при наборі зенітного кута проводяться телеметрично.



- 1 - наддолітний калібратор;
- 2 - вибійний двигун-відхилювач;
- 3 - центратор вибійного двигуна;
- 4 - діамагнітні труби;
- 5 - підпор кривого перевідника

Рисунок 2.15. Схема КНБК для буріння горизонтальних ділянок свердловин

У табл. 2.12 наведено технічні параметри КНБК, відповідної для кожного окремого характеристичного інтервалу споруджуваної свердловини.

Таблиця 2.12

Склад КНБК за інтервалами буріння для геолого-технічних умов Гнідинцівського НГКР

№ з/п	Інтервал застосування: вертикаль/горизонталь, м	Найменування	Призначення
1	45/3	1. Долото 393,7 FD 248S - A288; 2. Перевідник П 177/171; 3. Вибійний двигун ТВШ-240; 4. Муфта шарнірна МШ-229; 5. Перевідник П 147/174; 6. ОБТ 254	Спорудження відрізка початкового викривлення
2	1667/205	1. Долото 295,3 FD 268SM - A72; 2 - наддолітний калібратор 1-КА 295,3 СТ; 3 - вибійний двигун-відхилювач Д1-240; 4 - нижній та верхній криві перевідники; 5 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD); 6 - перевідник із боковим виводом для кабелю.	Спорудження тангенціальної ділянки
3	88/99	1. Долото 295,3 FD 388MH - A66 – 01; 2 - наддолітний калібратор 1-КА 295,3 СТ; 3 - вибійний двигун-відхилювач Д1-240; 4 - центратор вибійного двигуна ЦЗД-295/240; 5 - підпор кривого перевідника ОВ-290; 6 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD); 7 - перевідник із боковим виводом для кабелю; 8 - шарнірне з'єднання; 9 - корпусний шарнір	Спорудження ділянки збільшення зенітного кута
4	-/200	1. Долото 190,5 FD 388MH - A97; 2 - наддолітний калібратор 5КС 190,5 СТ; 3 - вибійний двигун-відхилювач Д2-195; 4 - центратор вибійного двигуна ЦЗД-190/145; 5 - діамагнітні труби; 6 - підпор кривого перевідника ОВ-190	Спорудження горизонтальної ділянки

У монолітних стійких породах додаткові стовбури не закріплюють обсадними трубами [28]. Верхню частину розрізу при цьому закріплюють до покрівлі продуктивного пласта. Така конструкція дозволяє полегшити проходку і освоєння усіх відгалужень свердловин. У продуктивних пластах, складених нестій-

кими породами, основний стовбур має бути закріплений хвостовиком (лайн-ром). На хвостовики встановлюють воронки для полегшення введення труб. Це необхідно у тому випадку, коли свердловина багатовибійна. Якщо свердловина закінчується одним пологим стовбуром, пройденим в продуктивному пласті, проблема кріплення свердловини спрощується. Стовбур до продуктивного пласта закріплюють обсадною колоною і цементують. У горизонтальну частину свердловини спускають: експлуатаційну колону; заздалегідь перфорований хвостовик з таким розрахунком, щоб його верхній кінець залишався усередині основної експлуатаційної колони; перфорований хвостовик із зовнішніми паке-рами; цілісний хвостовик з подальшим проведенням його цементації і перфорації.

## 2.8 Ускладнення та аварії при бурінні

Процес спорудження свердловин є складним та багатофакторним [38], та всупереч вживаним технологічним заходам, досить часто супроводжується порушеннями безперервності, які викликаються, насамперед, гірничотехнічними причинами, такими як поглинання, газонафтоводопроявлення, обвали, звуження стовбура, вироблення жолобів, мимовільна зміна траєкторії стовбура свердловини.

Ускладнення чинять вплив на якість стовбура свердловини яка, у свою чергу, визначається низкою геологічних і техніко-технологічних факторів, таких як: часте перемежування глинистих порід з пісковиками; значна потужність глинистих відкладень в розрізі свердловини; великі кути падіння гірських порід; сильно розвинена сланцеватість і тріщинуватість; активна дія бурових розчинів на розбурювані гірські породи, що призводить до переходу їх в нестійкий стан і утворення товстих глинистих кірок в інтервалах залягання проникних гірських порід; недостатня швидкість висхідного потоку бурового розчину; тривале буріння інтервалів, схильних до ускладнень.

Ці та інші чинники призводять до зашламування і звуження стовбура све-

рдловини, осипів і обвалів, жолобоутворенню, які негативно позначаються на рухливості інструменту, а іноді викликають його прихоплення [17].

Обвали порід виникають внаслідок їх нестійкості. Характерними ознаками обвалів є: значне підвищення тиску на викиді бурових насосів; різке підвищення в'язкості промивальної рідини; винесення останньою великої кількості уламків порід, що обвалилися [35].

Поглинання промивальної рідини – явище, при якому рідина, що закачується у свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється менше тиску стовпа промивальної рідини у свердловині.

Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

Для попередження поглинання застосовують наступні методи:

- 1) промивання полегшеними рідинами;
- 2) ліквідація поглинання закупоркою каналів, що поглинають рідину (за рахунок добавок в неї інертних наповнювачів – азбесту, слюди, меленого торфу, деревної тирси, целофану; заливки сумішей, що швидко схоплюються;
- 3) підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини (добавкою рідкого скла) [39].

Газо-, нафто- і водопрояви мають місце при провідці свердловин через пласти з відносно високим тиском, що перевищує тиск промивальної рідини. Під дією напору води відбувається її переливання або фонтанування, а під дією напору нафти або газу – безперервне фонтанування або періодичні викиди. До заходів, що дозволяють уникнути вказані ускладнення, відносяться: правильний вибір густини промивальної рідини; запобігання пониженню її рівня, при підйомі колони бурильних труб і при поглинанні рідини [38].

Прихвати бурильного інструменту виникають з наступних причин [24, 40]: утворення на стінках свердловини товстої і липкої фільтраційної кірки, до якої прилипає бурильний інструмент, що знаходиться без руху; заклинювання



бурильного інструменту в звужених частинах стовбура або при різких викривленнях свердловини, при обвалах нестійких порід, при осадженні розбуреної породи у разі припинення циркуляції.

Ліквідація прихоплень – складна і трудомістка операція. Тому необхідно приймати усі можливі заходи, щоб їх уникнути.

Для попередження можливостей виникнення прихоплень у свердловині необхідно вживати наступних заходів.

1) Дотримування режиму промивання – основна умова попередження прихоплень. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4 - 0,6 м/с, в інтервалах нестійких глин її необхідно збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників – до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону над вибоєм на довжину ведучої труби і спускати з обертанням. Рекомендується також при бурінні із застосуванням вибійних двигунів, періодично спускати інструмент без останніх для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини бурильну колону необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

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

3) Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі бурильної колони, і обертанням останньої з частотою  $1,2 \text{ c}^{-1}$  у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння.

4) У випадку затягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках – на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуля-

цію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути бурильну колону ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому, на 30 - 40 кН нижче власної ваги, інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення бурильної колони розходжуванням при натягу її понад власну вагу не допускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

Аварії, що виникають при бурінні, можна розділити на такі групи [38, 41]: 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 різьблення труб, замків і перевідників); аварії із вибійними двигунами (відгвинчування; злам валу або корпусу); аварії з обсадними колонами (зім'яття; руйнування різьбових з'єднань; падіння окремих секцій труб у свердловину).

Для ліквідації аварій застосовують спеціальні ловильні інструменти. Проте краще всього запобігати аваріям, строго дотримуючись правил експлуатації устаткування, своєчасно здійснюючи його дефектоскопію, профілактику і заміну.

## 2.9 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ ЕУК-3000 [28]; вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 3200 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 за стандартами 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 ЕУК-3000**

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	170
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	3200
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
<b>Вишка ВМА 45-320</b>	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	44,8
<b>Основа</b>	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8
<b>Талева система</b>	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
<b>Лебідка ЛБУ 37-1100Д</b>	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	1100
<b>Вертлюг УВ- 320 МА</b>	
Вантажопідйомність, тс (кН)	320 (3200)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	200

<b>Ротор Р- 700</b>	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
<b>Насос УНБ-600</b>	
Потужність насоса, кВт	600
Максимальна подача, л/с	59
Максимальний тиск (на виході), МПа	25
<b>Циркуляційна система</b>	
Загальний корисний об'єм, м <sup>3</sup>	270
Кількість східців очищення	4

**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

*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 [27]:

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k} \quad (2.28)$$

де  $T$  - кількість роликів талевого блоку;

$Q_r$  - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони, з урахуванням ваги вибійного устаткування приймаємо  $Q_r = 600$  кН;

$P_k$  - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 600}{2 \cdot 632,3} = 1,898$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку  $T = 2$  шт. Тоді оснащення талевої системи – чотириструнне (2 x 3).

## 2.10 Розробка технології випробування свердловини

Проведення оцінки промислової нафтогазоносності розкритого свердловиною покладу проводять на підставі спеціальних досліджень, об'єм і методи яких залежать від цільового призначення свердловини [42]. Означені дослідження спрямовані на вирішення наступних завдань: визначення продуктивності окремих інтервалів та попередня оцінка їх промислової значущості; отримання достовірних даних для підрахунку запасів і наступного проектування системи розробки родовища; визначення експлуатаційних характеристик пласта.

Для оцінки продуктивності розрізу застосовують непрямі і прямі методи [24]. Перші дозволяють отримати певні характеристики непрямим чином, а саме виявити ознаки, що вказують на присутність нафти або газу в дослідженому інтервалі. До таких методів відносять оперативний геологічний контроль в процесі буріння і геофізичні методи дослідження у свердловині. Прямі методи базуються на безпосередніх даних щодо присутності нафти або газу (відбір проби, отримання припливу тощо). Прямі методи неодмінно потребують виклику припливу нафти або газу з пласта.

Якнайповнішу інформацію про досліджувані нафтогазові об'єкти можна отримати при використанні прямих методів [42]. У завдання дослідження прямими методами входять такі питання, як виявлення можливості отримання припливу нафти або газу з досліджуваного об'єкту, відбір проб пластової рідини для вивчення її складу і властивостей, встановлення співвідношення компонентів у пластовому флюїді, оцінка можливого дебіту з досліджуваного об'єкту, вимір пластового тиску, отримання початкових даних для первинної оцінки колекторських властивостей об'єкту, розкритого свердловиною.

До групи прямих відносять стаціонарні і експрес-методи. Стаціонарні методи допускають, що дослідження проводять при сталому режимі фільтрації.

Дослідження за експрес-методом вимагають порівняно невеликого часу. У його основі лежить контроль за відновленням тиску в обмеженому об'ємі, що сполучається з продуктивним пластом після виклику припливу з нього.

Застосовують методи випробування свердловин за наступними схемами: «від низу до верху» і «згори вниз».

При використанні методу «від низу до верху» свердловину доводять до проектної глибини, закріплюють обсадною колоною і цементною оболонкою за нею. Випробування починають з нижнього об'єкту, для чого обсадну колону проти цього пласта перфорують, здійснюють виклик припливу, відбирають проби пластової рідини і проводять необхідні виміри. Після завершення випробування нижнього об'єкту встановлюють цементний міст або гумовий тампон вище перфорованої ділянки. Потім перфорують обсадну колону навпроти вище розташованого об'єкту, випробовують його і переходять до наступного об'єкту, переміщаючись вгору. Метод має істотні недоліки: забруднення продуктивних пластів; можливість пропусків продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками; необхідність у спуску і цементуванні обсадної колони для відокремлення випробовуваних об'єктів.

Для усунення відмічених недоліків створені спеціальні вимірювальні інструменти, які дозволяють випробування кожного об'єкту у відкритому стовбурі свердловини відразу ж після розкриття. Із створенням таких інструментів з'явився новий спосіб, що дістав назву методу «згори вниз».

Для його реалізації використовують різні глибинні інструменти, які за конструктивним виконанням, особливостями застосування і призначенням можна умовно розділити на такі типи: випробувачі пластів, що спускаються у свердловину на колоні труб; апарати, що скидаються всередину колони бурильних труб відразу після розкриття бурінням наміченого об'єкту; апарати, що спускаються у свердловину на каротажному кабелі.

Відносно проведення випробувань у горизонтальних свердловинах, прийнятним є лише метод, заснований на спуску випробувачів пластів на колоні труб [34].

Властивістю процесу споруджування горизонтальних свердловин є значне ускладнення умов транспортування зруйнованої породи з їх стовбурів; останнє є головною причиною істотного засмічення продуктивних пластів, особливо тих ділянок, що розташовані в лежачих стінках стовбура свердловини. Внаслідок існування відмічених умов, виникає об'єктивна можливість спотворення результатів випробування продуктивних пластів. Саме тому пропонується до застосування газорідинні суміші (піни), що, як відомо [43], володіють високими якостями відносно транспортуючої здатності.

Проте в промисловій практиці відчувається гостра потреба в даних, щодо комплексної оцінки властивостей поверхнево-активних речовин (ПАР) і газорідинних сумішей для конкретних технологічних процесів [17]. Застосування ПАР для отримання газорідинних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог.

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАР, можна істотно інтенсифікувати процеси транспортування шлама з горизонтальних ділянок стовбура свердловини.

Таблиця 2.13

*Значення величини поверхневого натягнення на межі розділу фаз  $\sigma_{m-p}$*

Вид ПАР	Вміст ПАР, %	Значення $\sigma_{m-p}$ (Н/м) для води:	
		прісної	солоні (5% $CaCl_2$ )
Сульфанол НП - 3	0,3	0,039	0,050
	0,5	0,036	0,046
	1,0	0,034	0,041
Синтанол АЦЕС - 12	0,2	0,039	0,057
	0,5	0,035	0,055
	1,0	0,031	0,052

Поверхнєве натягнення на межі «тверде тіло - рідина»  $\sigma_{m-p}$ , значною мірою, визначає тиск капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін. У табл. 2.13 приведені результати вимірів по-

верхньої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

Дані табл. 2.13 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанолю НП - 3 і Синтанолу АЦЕС - 12 залежно від концентрації в розчині і мінералізації дисперсійного середовища: для слабомінералізованого середовища ефективність Синтанолу АЦЕС - 12 вища, ніж для мінералізованої, і в той самий час для мінералізованого середовища ефективний для застосування Сульфанол НП - 3.

Результати досліджень показали також, що тиск капілярного всмоктування в розчині з  $KCl$  в 1,6 рази більше, ніж в прісному розчині. Отже, при приготуванні пін, наявність в дисперсійному середовищі електроліту  $KCl$  є позитивною.

Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і так далі. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в стовбурі свердловини спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС - А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол - 10 в кількості, що не перевищує 0,03 кг/кг при концентрації ПАР в розчині 1%. Втрати ж на адсорбцію композиційного ПАР (0,02% неіоногенного ПАР + 0,05% катіоноактивного реагенту-збирача) на пісковнику і доломіті склали 0,05 кг/кг. При цьому об'єм витісненого шламу з більшістю вказаних поодиноких ПАР і типів гірських порід не перевищував 40%, а при використанні композицій – доходив до 90%.

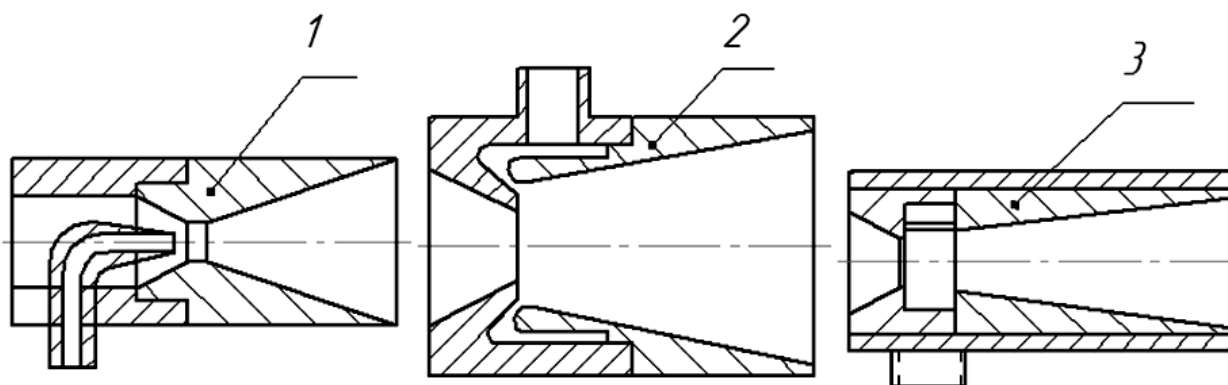


Рисунок 2.16. Конструкції пропорованих ежекційних пристроїв: 1 - струминний ежектор; 2 - щільний ежектор; 3 - вихровий ежектор



Практика застосування існуючих пристроїв для аерації рідин довела їх недостатньо високу надійність роботи та складність експлуатації, тому, як альтернатива, кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» пропонуються спосіб аерації шляхом застосування ежекторних пристроїв. На рис. 2.16 приведені схеми конструкцій пропонованих ежекційних пристроїв.

Основними показниками технологічної ефективності роботи пристроїв для створення аерованих систем в цілому та ежекційних зокрема є загальна витрата стисненого повітря, яку можна представити швидкістю руху її струменя крізь ежектор та мінімальний поріг концентрації розчину ПАР, при якому починається стійке утворення пінного розчину. На рис. 2.17 наведено графічну залежність, що ілюструє процес піноутворення в ежекційних пристроях.

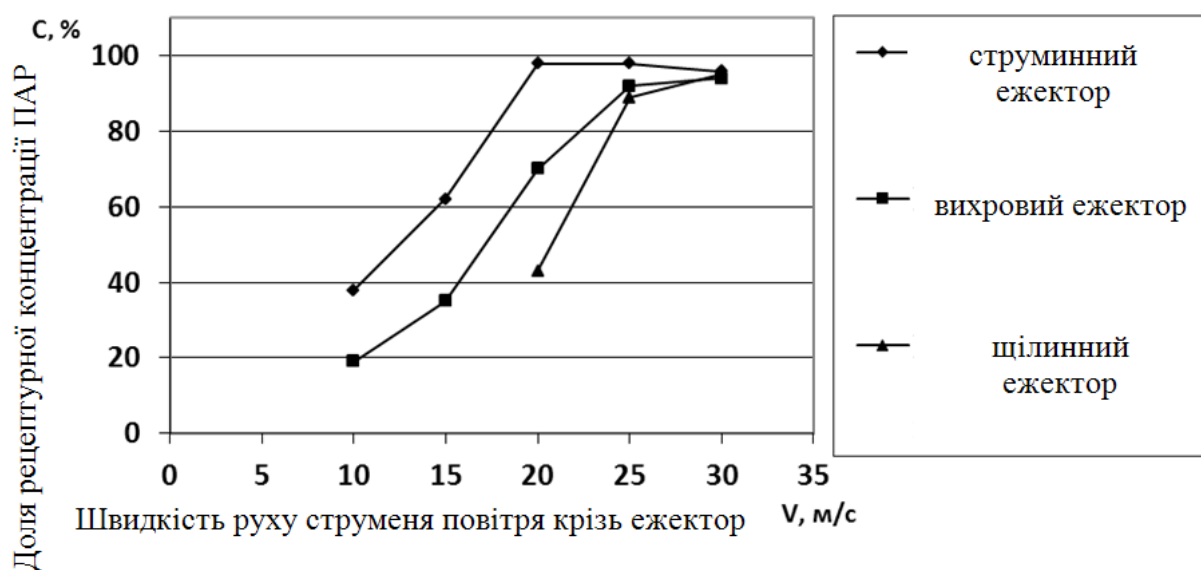


Рисунок 2.17. Механізм піноутворення в ежекційних пристроях

Вивчення отриманих в результаті досліджень даних дозволяє зробити наступні висновки: початок сталого піноутворення при використанні струминних та вихрових ежекторів спостерігається при 50% значенні необхідної швидкості струменя стисненого повітря для щілинного ежектора; у разі використання виключно вихрових ежекторів доля рецептурної концентрації ПАР-піноутворювачів складає 50% від такої для струминних і щілинних ежекторів.

В табл. 2.14 приведено дані щодо якості піноутворюючої здатності розроблених ежекторів.

Таблиця 2.14

Усереднені показники роботи ежекторних пристроїв

Тип ежектора	Тиск в приймальній камері, МПа	Коефіцієнт ежекції	Перепад тиску, МПа
Струминний	0,05 - 0,06	2,5	0,22
Кільцевий	0,04 - 0,05	4	0,2
Вихровий	0,04 - 0,05	5	0,21

Таким чином, дані табл. 2.14 свідчать, що вихрові ежектори, окрім іншого, дозволяють отримувати піни рівномірного аераційно-дисперсійного складу.

Подальші дослідження були спрямовані на визначення оптимальних композицій ПАР-піноутворювачів для умов роботи в горизонтальних ділянках стовбурів свердловин. Оскільки, як було доведено багатьма лабораторними дослідженнями, доволі ефективними, з позицій поверхневої активності, є Сульфанол НП - 3 і Синтанол АЦЕС – 12, їх композиції і досліджувалися, окрім того, у якості стабілізуючої домішки застосовували електроліт  $KCl$ , який виступав реагентом-понижувачем тиску капілярного всмоктування в розчині.

Таблиця 2.15

Маса піноутворювача на  $1 \text{ м}^3$  піноутворюючого розчину

Вміст активних речовин в концентраті-композиті% (по масі)	Маса, кг, піноутворювача при його концентрації в робочому розчині % (по масі)									
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0
20	2,5	5,0	10,0	15,0	25,0	40,0	50,0	60,0	75,0	100,0
30	1,7	3,3	6,7	10,0	16,7	26,7	33,3	40,0	50,0	66,7
40	1,3	2,5	5,0	7,5	12,5	20,0	25,0	30,0	37,5	50,0
50	1,0	2,0	4,0	6,0	10,0	16,0	20,0	24,0	30,0	40,0
60	0,8	1,7	3,3	5,0	8,3	13,3	16,7	20,0	25,0	33,3
70	0,7	1,4	2,9	4,5	7,1	11,4	14,3	17,1	21,4	28,6
80	0,6	1,3	2,5	3,8	6,3	10,0	12,5	15,0	18,8	25,0
90	0,6	1,1	2,2	3,3	5,6	8,9	11,1	13,3	16,7	22,2
100	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	8,0	10,0	12,0	15,0	20,0

Масу концентрату піноутворювача  $m$  (у кг), необхідну для приготування  $1 \text{ м}^3$  водного розчину піноутворювача, визначали за формулою

$$m = \frac{c\rho}{q100}, \quad (2.29)$$

де  $c$  - задана концентрація піноутворювача у водному розчині, %;  $\rho$  - густина концентрату,  $\text{кг/м}^3$ ;  $q < 1$  - доля активної речовини в концентраті.

В табл. 2.15 наведено дані щодо масового вмісту активних компонентів у композиті-піноутворювачі за умови дотримання наступного співвідношення між компонентами композита: Сульфанол НП – 3:Синтанол АЦЕС – 12:електроліт  $KCl = 58\%:26\%:16\%$ .

Дані табл. 2.15 є базовими для проектування оптимальних складів ПАР-піноутворювачів, що використовуються у технологіях очищення й випробування нафтогазових свердловин.

### Розділ 3. Охорона праці

Чинне законодавство України про охорону праці являє собою систему взаємозв'язаних нормативно-правових актів, що регулюють відносини у галузі реалізації державної політики щодо правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Воно базується на конституційному праві всіх громадян України на належні, безпечні і здорові умови праці, та складається з Закону України «Про охорону праці», «Про підприємства України», Кодексу законів про працю України, Закону України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності» та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів.

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [44].

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

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

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

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

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

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

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

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

Виконувати СПО необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верхнім працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

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

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

На устя встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час СПО.

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

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

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

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

Під час СПО не дозволяється: а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів; б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без використання спеціальних пристроїв (відвідних гачків); в) викидати на містки «двотрубну» або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверцята елеватора повернута вниз.

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

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

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється. Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

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

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

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

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

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

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

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



#### Розділ 4. Охорона навколишнього середовища

Вплив на геологічне середовище, за розробки нафтогазових родовищ [45], виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння.

Запобігання негативного впливу на геологічне середовище передбачається розроблюваним проектом за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів з сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами.

Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до гирла свердловини.

Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні нафтопроявлення у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті нафтоносних горизонтів.

Для запобігання виникнення фонтанування в процесі буріння передбачаються технічні рішення, які включають: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском нафти при нафтопроявленнях; герметизацію гирла противикидним обладнанням; підбір обсадних труб за міцністю, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на гирлі свердловини в процесі буріння і випробування на приплив нафти; підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечують створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної фільтраційної кірки; наявність на буровій запасного розчину необхідно густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного і техногенного походження.

Повітряне середовище при споруджуванні свердловини зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі аварійних дизель-генераторних станцій; продуктами згорання можливого супутнього газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикадами при приготуванні бурового розчину.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендовано здійснення таких заходів: заборонити роботу двигунів на форсованому режимі; підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності; розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з безперервним технологічним процесом.

Для попередження забруднення повітряного середовища в процесі буріння свердловини необхідно: проводити профілактичний огляд герметизуючого гирлового обладнання, викидних ліній; проводити підбір обсадних труб за міцністю, а колонної головки, противикидного обладнання, фонтанної арматури, виходячи з максимального тиску нафти на гирлі свердловини; з метою попередження неконтрольованого виходу нафти на поверхню, густина бурового розчину вибирається з умови забезпечення створення протитиску на нафтонасичені пласти; для завчасного виявлення нафтопроявлення постійно слідкувати за рівнем бурового розчину в приймальних ємностях; на випадок нафтопроявів мати на буровій запас бурового розчину необхідної густини не менше одного об'єму свердловини.

Доставка хімреагентів на буровий майданчик передбачається в герметичній тарі, що дозволяє виключити негативний вплив на атмосферне повітря та працівників від випаровування, розпорошування хімреагентів при вантажорозвантажувальних роботах.

Зберігання хімреагентів передбачається в складі, який вистилається залізобетонними плитами та вкритий від потрапляння атмосферних опадів.

Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та окулярами.

Проектом передбачені оптимальні технологічні і технічні заходи, які забезпечать екологічну безпеку об'єкту, що споруджується і мінімальний шкідливий вплив на водоносні горизонти та інші водні об'єкти, а саме: створення рівномірного затрубного цементного кільця при кріпленні свердловини обсадною колоною в зонах залягання високомінералізованих вод; при бурінні на гирлі свердловини встановлюється противикидне обладнання; при освоєнні свердловини гирло обладнується фонтанною арматурою.

Для попередження міграції підземних вод і пластових флюїдів обсадні колони цементуються високоякісним тампонажним розчином. При застиганні цементного розчину утворюється міцний контакт цементного каменя з породами. Якість цементування перевіряється незалежною геофізичною партією за допомогою методів акустичного зондування наявності контакту цементного каменя з породою і визначення наявності цементного кільця за обсадною колоною. Це дає можливість стверджувати, що ізоляція водоносних горизонтів максимальна.

Перелічені заходи забезпечують захист підземних вод від: проникнення поверхневих забруднювачів; забруднення складовими бурових розчинів, у т.ч. нафти; потрапляння пластових флюїдів при аварійних ситуаціях.

Запобігання забрудненню горизонтів з прісними водами при їх розкритті в процесі буріння передбачається за рахунок використання екологічно безпечного бурового розчину.

З метою попередження забруднення першого водоносного горизонту з прісними водами відходами буріння, що будуть утворюватися в процесі спорудження свердловини, передбачається тимчасове зберігання їх в земляних гідроізованих шламових амбарах, які облаштовуватимуться протифільтраційним екраном.

З метою охорони водних ресурсів та раціонального використання води в процесах нафтогазовидобутку та переробки сировини необхідно здійснювати наступні заходи: ремонт і заміна аварійних ділянок нафтопроводів, газопроводів та водопроводів; обстеження переходів трубопроводів через водні перешко-

ди і автодороги; відновлення обвалування резервуарів, свердловин та інших об'єктів; оцінка технічного стану експлуатаційних колон нафтових і нагнітальних свердловин геофізичним методом; ревізія і заміна арматури видобувних і нагнітаючих свердловин; ревізія і заміна засувки на водоводах, лічильників обліку води.

Супутньо-пластові води, які видобуваються разом з вуглеводнями, необхідно повертати в підземні горизонти через нагнітальні свердловини системи підтримання пластового тиску або в поглинальні свердловини за окремими проектами згідно вимог чинного законодавства. Використання цього методу значно знижує негативний вплив на поверхневі водні об'єкти, ґрунтові води, частково відновлює природні умови ділянок надр, які надані у користування для видобутку нафти та газу, забезпечує збереження земельних угідь.

Найбільш ефективним засобом попередження забруднення родючого шару ґрунту являється зняття і складування його в кагати, які розташовуються по периметру бурового майданчика з наступною рекультивацією.

На буровому майданчику були проведені роботи із зняття родючого шару ґрунту та обвалування земельної ділянки. Передбачена гідроізоляція та обвалівка амбарів-накопичувачів відходів для попередження забруднення ґрунтів відходами буріння.

З метою попередження проникнення в ґрунт фільтрату промивальної рідини, хімреагентів, стічних вод, а також з метою недопускання попадання їх в поверхневі водотоки, площадки під буровою вишкою, агрегатними і насосними блоками, блоком приготування розчину, глиномішалкою, циркуляційною системою, блоком ємностей, складом хімреагентів викладаються залізобетонними плитами, щілини між якими герметизуються цементним розчином або бетоном на товщину плит.

Заходами, що передбачені технічною і біологічною рекультиваціями, ґрунт буде повернуто до початкового стану, роботи зі споруджування свердловини спричинятимуть на уразливість ґрунту тимчасовий вплив.

З метою запобігання забруднення поверхні майданчика, хімреагенти зберігаються в спеціально обладнаному складі. Сипучі хімреагенти поставляються на бурову в мішках, а рідкі – в герметичній тарі (бочках).

При бурінні свердловини не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, які пов'язані з відкритим фонтануванням. На свердловині повинен бути «План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій» (ПЛАС) з чітко визначеними обов'язками кожного члена бурової бригади, вказівками щодо попередження відповідних служб, перелік необхідних технічних засобів і знешкоджуючих реагентів.

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

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

## ВИСНОВКИ

1. Розробка Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та працевлаштування місцевого населення.

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

3. При розробці проекту було виконано: вибір прогресивних способу буріння та породоруйнівного інструменту; розрахунок бурильної колони.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при нафтогазопроявленнях, і герметизацію устя противикидним обладнанням.

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

6. Для запобігання інтенсивних нафтогазопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти.

7. В проекті розглянуті питання приготування та очистки промивальної рідини, гідравлічного розрахунку промивання свердловини, особливостей спорудження горизонтальних свердловин, також висвітлено деякі заходи щодо покращення якості випробовування продуктивних горизонтів.

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

## Перелік посилань

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. Гірничий енциклопедичний словник: у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2004. – Т. 3. – 752 с.
3. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
4. <https://novynarnia.com/2020/07/18/mara-rajonu/>
5. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
6. Суярко В.Г. Інженерна геологія (з основами геотехніки) / В.Г. Суярко, В.М. Величко, О.В. Гаврилюк та ін. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2019. – 278 с.
7. Гудзевич А.В. Регіональна фізична географія / А.В. Гудзевич. – Вінниця: Віндрук, 2005. – 464 с.
8. Масляк П.О., Шищенко П.Г. Географія України. К.: Зодіак-ЕКО, 1996. - 432 с.
9. 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.
10. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
11. 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.
12. Товстюк З.М., Головащук О.П., Лазаренко І.В. Дніпровсько-Донецька западина. Успадкованість розвитку структур, розломних зон і зон ро-

зубільшення // Український журнал дистанційного зондування Землі, 2015, № 5. – С. 27 - 32.

13. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.

14. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.

15. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

16. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.

17. 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.

18. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.

19. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.

20. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.

21. Калинин А.Г. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1997. – 670 с.

22. Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

23. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стовбуров в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.

24. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

25. [https://www.nbuuv.gov.ua/articles/ospu/opu\\_98\\_1/1\\_39.htm](https://www.nbuuv.gov.ua/articles/ospu/opu_98_1/1_39.htm)



26. <https://www.vbm.ru>
27. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 380 с.
28. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
29. Трушкин О.Б., Попов А.Н. Сравнительная динамика и энергетика бурения шарошечными долотами и долотами PDC // Нефтегазовое дело. Геология, геофизика, бурение, 2013, т. 11, № 2. – С. 52 - 54.
30. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
31. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
32. Пригоровская Т.А. Статистический анализ отработки долот типа PDC и прогнозирование их стойкости // Нефтегазовое дело, 2011, № 3. – С. 41 - 58.
33. Балаба В.И., Бикбулатов Н.К., Вышегородцева Г.Н. Буровой породоразрушающий инструмент. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 187 с.
34. Джоши С.Д., Будников В.Ф., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Основы технологии горизонтальной скважины. – Краснодар: Изд. центр «Кубань», 2003. – 418 с.
35. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.
36. Руководство по горизонтальному бурению. “Sperry Sun Drilling Service”. Хьюстон, 1993. – 350 с.
37. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1990. – 348 с.
38. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. Справ. пособие: В 6 т. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.

39. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.
40. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002 - 2004.
41. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; под общ. ред. А. И. Спивака. – М.: Недра, 2007. – 509 с.
42. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 668 с.
43. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (Комплексная технология бурения и крепления скважин). – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского гос. горного ин-та, 2000. – 143 с.
44. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
45. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.

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

<b>№</b>	<b>Формат</b>	<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість аркушів</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.21.17.ПЗ	Пояснювальна записка	92	
5					
6		НГІБ.КР.21.17.ДМ	Демонстраційний матеріали	20	
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 бакалавра на тему: «Розробка технології буріння та випробування розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища» студента групи 185-18ск-2 ГРФ, Ткаченка Андрія Федоровича

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

2. Розробка Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (Чернігівська обл.), є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та працевлаштування місцевого населення.

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

4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки бакалавра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», зокрема в розділі удосконалення технології спорудження нафтових і газових свердловин та організаційної діяльності у відповідності до вимог сучасного виробництва та конкурентоспроможної економіки.

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на нафтогазоносні горизонти; запропоновано прогресивні технічні рішення та технологічний супровід процесу буріння; висвітлено деякі заходи щодо покращення якості випробування продуктивних горизонтів.

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

7. Оформлення кваліфікаційної роботи відповідає стандартам.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (91 бал).

10. Недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,  
доц. кафедри НГІБ

\_\_\_\_\_ А.О. Ігнатов