

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 Пехоти Романа Олександровича
(ПІБ)

академічної групи 185-19ск-1 ГРФ
(шифр)

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

спеціалізації _____

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

на тему Розробка базових технологічних факторів колонкового буріння нафтогазових свердловин
(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.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

(підпис)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студенту Пехоті Роману Олександровичу академічної групи 185-19ск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Розробка базових технологічних факторів колонкового буріння нафтогазових свердловин

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

№ 203-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Гірничо-геологічна та геофізична характеристика ділянки проведення робіт; розробка технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах тектоніко-екранованого нафтового родовища з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів. Проектування технології колонкового буріння нафтогазових свердловин з урахуванням властивостей непродуктивних горизонтів.	06.06.22 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	10.06.22 р.

Завдання видано _____ Ігнатов А.О.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання _____ Пехота Р.О.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 82 с., 15 рис., 10 табл., 2 додатки, 24 джерела.

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

Сфера застосування – технологічні основи буріння нафтових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових робіт при спорудженні розвідувальної нафтової свердловини (на типовому прикладі ділянки Ярошівського нафтового родовища Чернігівської обл.) з удосконаленням технології колонкового вивчення гірських порід геологічного розрізу.

Мета роботи – підвищення механічної і рейсової швидкостей буріння та ступеню безпечності виконання бурових операцій при спорудженні розвідувальної свердловини (для умов Ярошівського тектоніко-екранованого нафтогазового родовища), що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних і пригирлових робіт; підвищення надійності кернового випробування свердловин.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід; для запобігання проявів розроблено параметри бурової промивальної рідини, що забезпечують необхідний протитиск на напірні горизонти; запропоновано інноваційну технологію проектування бурових колонкових доліт та розробки режимних параметрів їх відпрацювання; запропоновані технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння та конструювання бурових колонкових доліт.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньо-свердловинних операцій, що базуються на сталих показниках підвищення механічної швидкості.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної і рейсової швидкості та надійності і безпечності виконання бурових робіт.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови проведення основних бурових робіт.....	6
1.1	Загальні характеристичні відомості про район проектних робіт.....	6
1.2	Основна геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	9
Розділ 2	Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи.....	20
2.1	Вибір і обґрунтування раціональних конструкції свердловини та способу буріння.....	20
2.2	Вибір породоруйнівного та технологічного інструменту.....	25
2.3	Вибір раціональних режимів буріння.....	35
2.4	Можливі ускладнення та аварії при бурінні.....	47
2.5	Вибір необхідного бурового обладнання.....	50
2.6	Технологічні фактори колонкового буріння нафтогазових свердловин.....	53
Розділ 3	Охорона праці.....	64
Розділ 4	Охорона навколишнього середовища.....	72
	ВИСНОВКИ.....	78
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	79
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	81
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	82

ВСТУП

Нафтогазове буріння – складана і трудомістка ланка видобувної промисловості будь-якої країни, не є виключенням і Україна. Сьогодні в нашій державі значну увагу приділяють проблемі збільшення обсягів видобутку нафти і газу. Намічені плани в цьому напрямі можуть бути реалізовані завдяки активному освоєнню глибинних горизонтів у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). Проте розв'язати цю проблему у відносно короткі терміни можна тільки на підставі застосування інноваційних технологій розвідування нафти й газу.

Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ проводяться поетапно. Спочатку здійснюють роботи, мета яких полягає у відшукуванні нових родовищ. Після відкриття родовища на ній проводять роботи, націлені на визначення геологічних запасів і умов їх розробки. Їх називають розвідувальними.

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

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

Розвідка нафтових і газових родовищ, так само як і виявлення їх, здійснюється за допомогою буріння і випробування на приплив свердловин, які в цьому випадку називаються розвідувальними. Кожен промисловий поклад родовища розвідується і оцінюється окремо, хоча для розвідки покладів можуть, використані одні і ті ж свердловини. Основним параметром покладу є його запаси, розміри яких значною мірою визначаються розмірами пастки. Таким чином, метою даної роботи є розробка прогресивної технології спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Ярошівського тектонічно-екранованого нафтового родовища.

Розділ 1. Геолого-технічні умови проведення основних бурових робіт

1.1 Загальні характеристичні відомості про район проектних робіт

Східний нафтогазоносний регіон України є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції плити (рис. 1.1) [1].

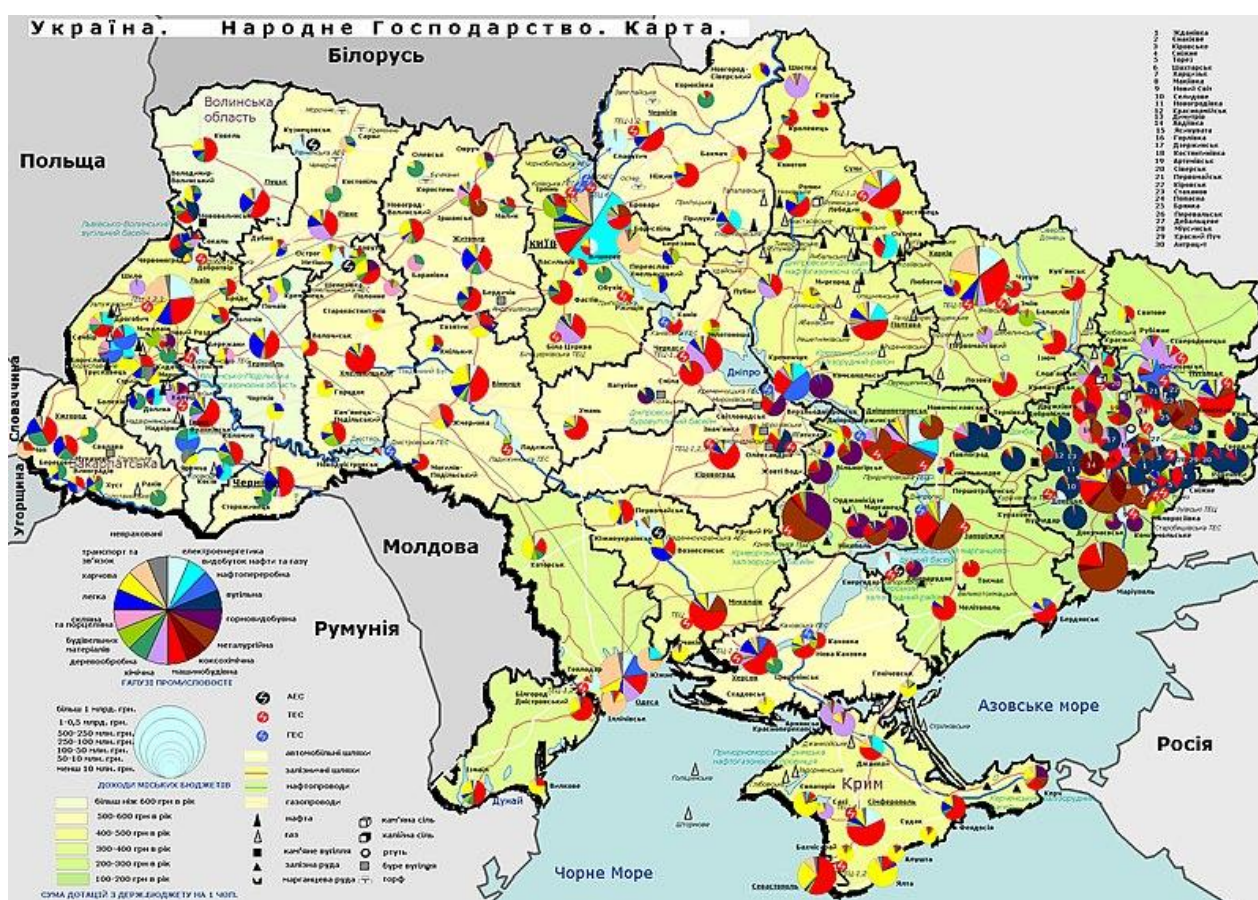


Рисунок 1.1. Розташування промислових виробництв в Україні

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

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

Газоконденсатних родовищ – 115, вони розташовані у південно-східній частині регіону в широкому стратиграфічному діапазоні – від відкладів юри до утворень докембрійського фундаменту (рис. 1.2). Їхнє просторове розміщення має свої особливості. Найбільші газоконденсатні поклади зосереджені у північній прибортовій зоні.

Нафти виявлені в нафтових, нафтогазових, газонафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 нафтових родовища, серед яких і Ярошівське. Основні поклади розміщені в крайній північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини та в межах Охтирського структурного виступу. Найглибший поклад у турнейських утвореннях (5050 м), а найближчі до поверхні поклади залягають на глибині 500 м [2].



Рисунок 1.2. Схема геологічного районування та розташування родовищ вуглеводнів

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

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

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

Результати аналізу фактичного геолого-геофізичного матеріалу свідчать, що продуктивність горизонтів у розрізі свердловини значною мірою може бути пов'язана не тільки, з наявністю тектонічних порушень, але і з величиною їх амплітуди. Наприклад, у свердловині Ярошівська-9 на глибині 3937 м зафіксоване порушення амплітудою 40 м (порівняно з свердловиною № 2), внаслідок чого з розрізу "випадає" частина верхньовізейських відкладів. З горизонту В-17 отримано приплив нафти дебітом $Q = 228 \text{ м}^3/\text{добу}$ (рис. 1.3) [3].

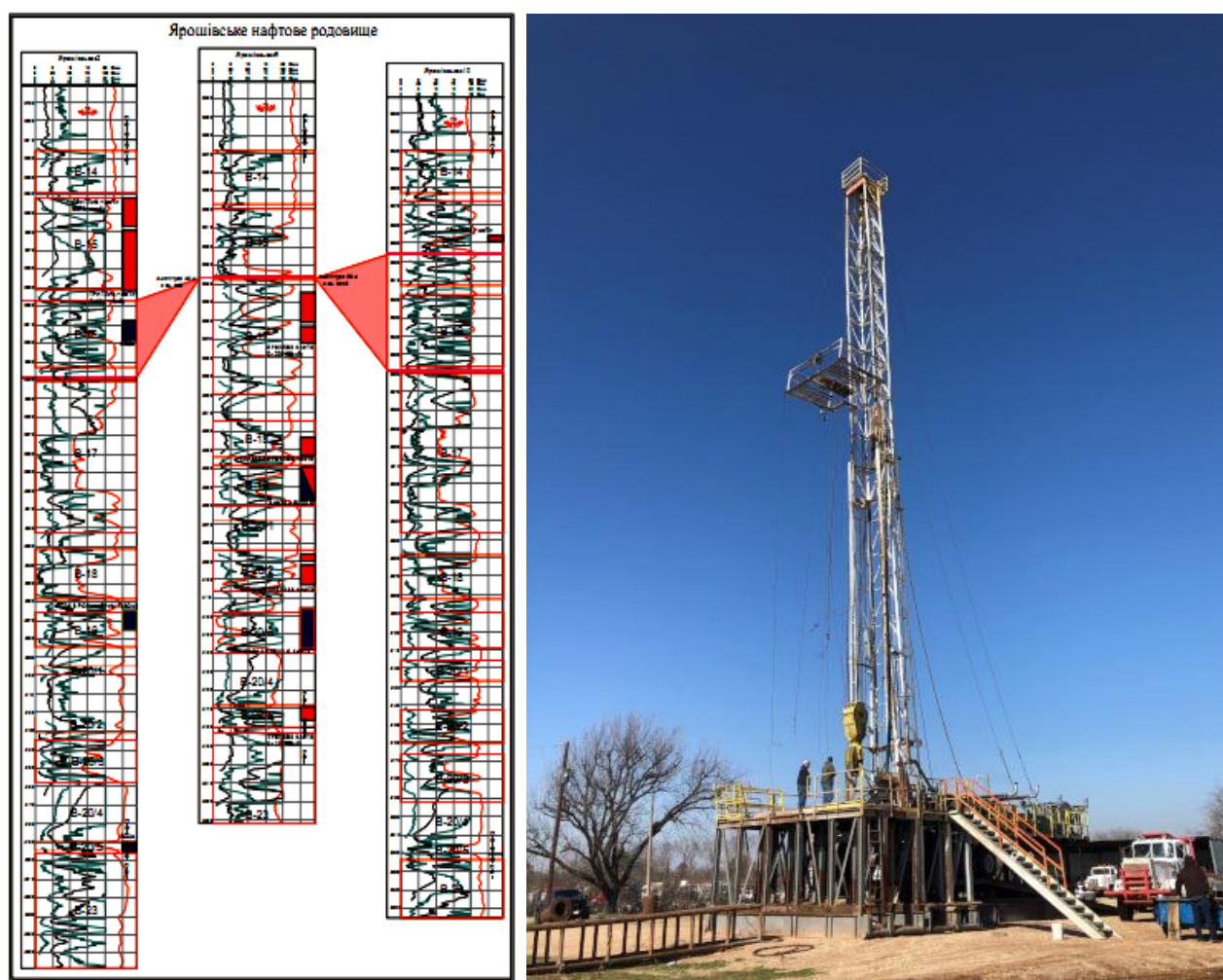


Рисунок 1.3. Структурні аномалії на Ярошівському родовищі

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

На північній ділянці Ярошівського родовища промислово продуктивним є один горизонт В-15, який представлено пісковиками. Продуктивність його доказана випробуванням в інтервалі від 3965 до 3971 м в свердловині 1, з якої отримано фонтанний приплив нафти дебітом 151,5 м³/доб на 6-мм штуцері. В свердловині 3 горизонт В-153 – водонасичений. Ефективна товщина колектора в свердловині 1 складає 9,6 м. Водонафтовий контакт (ВНК) чітко виділяється комплексом геофізичних досліджень на відмітці мінус 3799 м. Поклад нафти горизонту В-15 приурочено до тектонічно-екранованої пастки, що підтверджується водонасиченістю цього горизонту в свердловині 3, де залягає гіпсометрично вище ніж в продуктивній свердловині № 1.

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

1.2 Основна геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Геологічний розріз Ярошівської структури є типовим для Плісківсько-Лисогірського виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозою (рис. 1.4) [4]. Девонський комплекс розкритий не повністю.

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

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

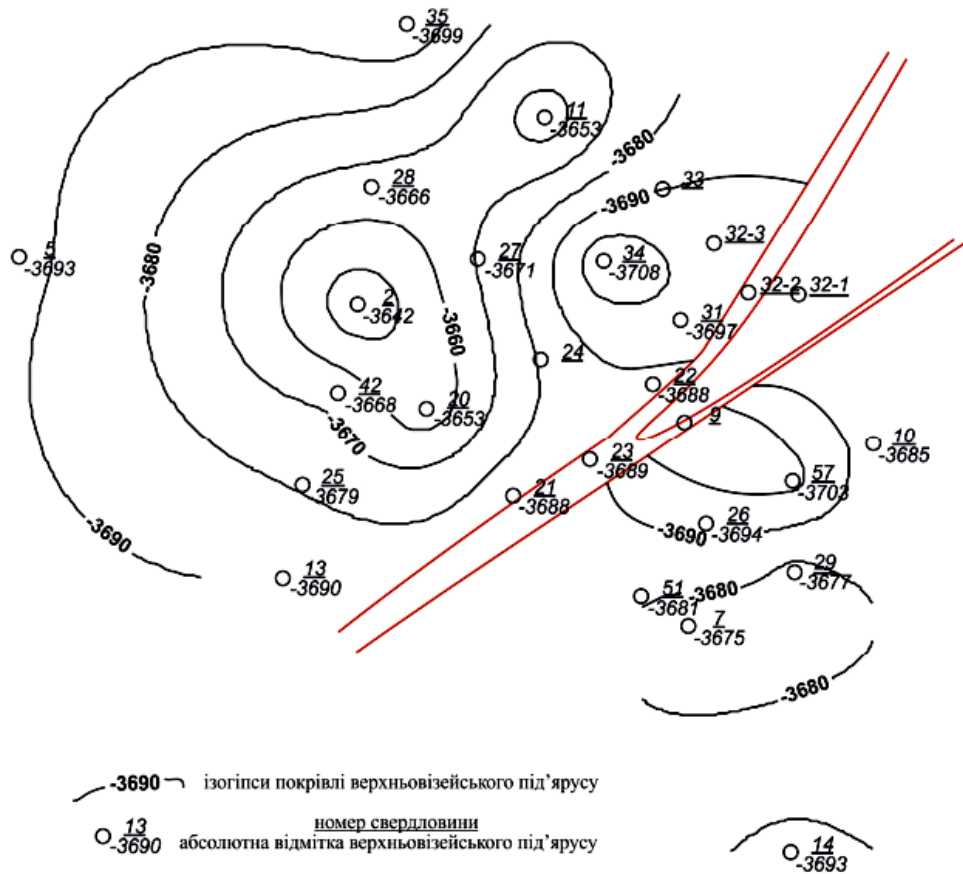


Рисунок 1.4. Структурна схема покрівлі верхньовізейського під'ярусу

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. Товщина фаменського ярусу в розкритих свердловинах розрізах сягає 210 - 235 м.

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

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

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

Візейський ярус (C_{1v}) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси [5].

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

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

Породи серпухівського ярусу (C_{1s}) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля. Товщина серпухівського ярусу на родовищі складає 107 - 127 м та збільшується до периферії підняття.

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

Утворення башкирського ярусу (C_{2b}) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алеврито-піщану. Нижня товща представлена, насамперед, пачкою органогенно-хемогенних вапняків відомою під назвою “башкирська плита”. Товщина її – до 230 м.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На Ярошівському родовищі діапазон промислової нафтоносності складає 524 м (рис. 1.5) [8].

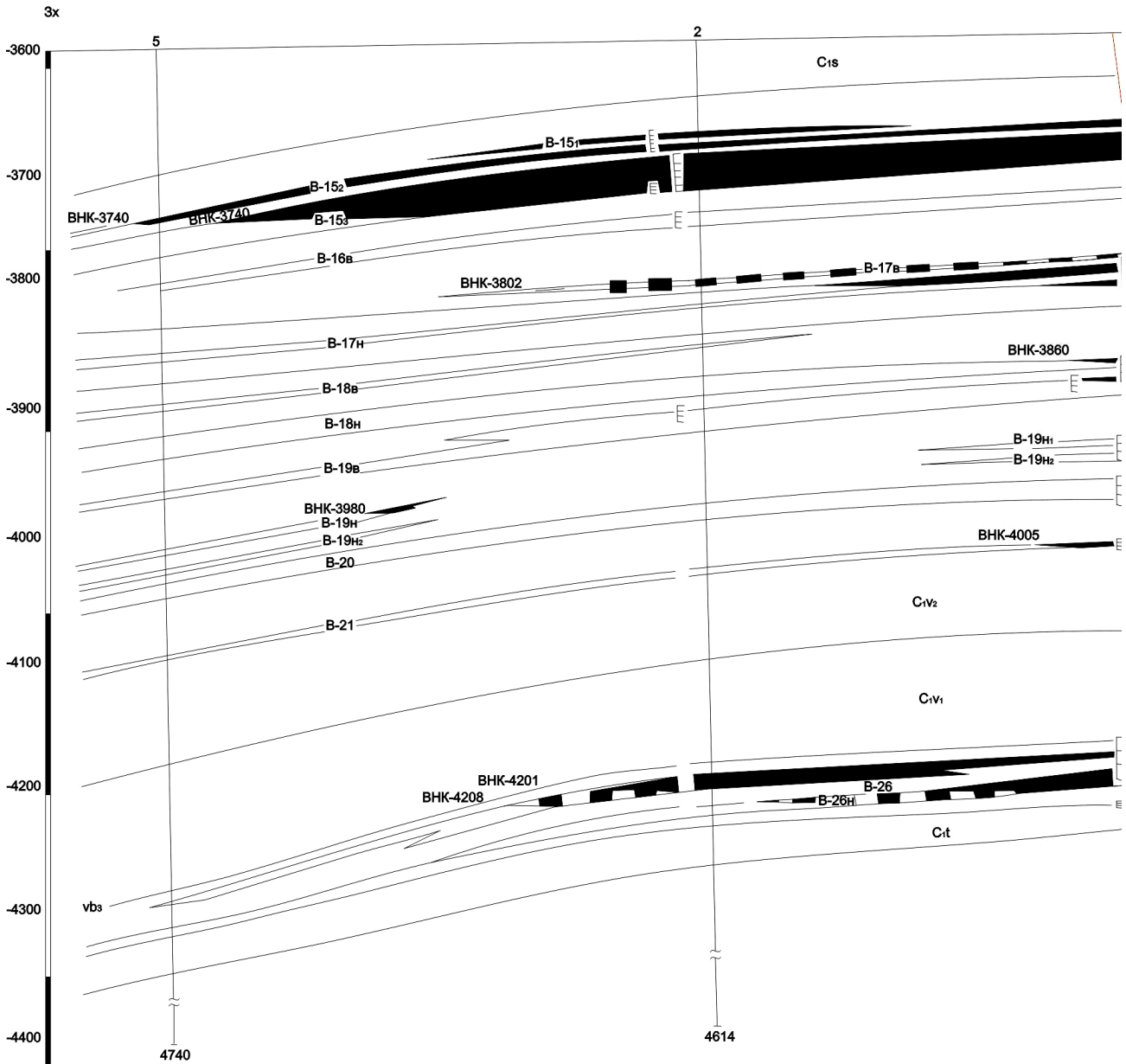


Рисунок 1.5. Ярошівське родовище (геологічний розріз вздовж лінії свердловин: 5-2)

Горизонт В-15 розкритий 25 свердловинами. За літологічною характеристикою він поділяється на три продуктивні пласти: В-15₁ – піщані алевроліти, В-15₂ – вапняки, В-15₃ – пісковики, алевроліти, В-15₁ продуктивний в свердловині 2, 11, в інших свердловинах він щільний. Ефективна його товщина – 0,8 - 2,0 м.

Промислова нафтоносність горизонту В-15₂ встановлена в свердловинах 2 і 13. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) він продуктивний в свердловинах 11, 20, 24, 25, 14, а в свердловинах 7, 10, 9, 22, 27 – щільний [5].

Горизонт В-15₃ містить основну частину запасів родовища. Продуктивність його встановлено в свердловинах 2, 7, 10, 23, 24, 27, за ГДС та за керном – в свердловинах 11, 20, 22. Максимальні дебіти при випробуванні досягали 221 м³/добу через діафрагму діаметром 7 мм, газовий фактор – 44 м³/м³. В свердловинах 13, 25 горизонт заміщений щільними породами. Положення ВНК для покладу згідно з результатами випробування і за даними ГДС прийнято єдиним для обох блоків – 3740 м [9]. Нафтовий поклад горизонту В-15 пластовий, склепінний, площа покладу – 4 км², висота – 60 м.

Горизонт В-17_В складений пісковиками і алевролітами. Промислово-продуктивний він у східному блоці. В св. 7 отримано приплив нафти дебітом 86,4 м³/добу через діафрагму діаметром 5 мм. Газовий фактор – 68 м³/м³.

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

Горизонт В-17_Н представлений найбільш витриманими по площі пісковиками товщиною до 40 м. Промислова нафтоносність горизонту встановлена в західному блоці в свердловинах 9 і 20. Дебіт в свердловині 9 склав 228 м³/добу через штуцер діаметром 7 мм, газовий фактор – 29 м³/м³. Нафтонасичена товщина складає 5,6 м. Дебіт у свердловині 20 – близько 60 м³/добу. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 9, 11, 20, 24. В свердловинах 22, 27 – щільний, в інших обводнений.

Структурні плани горизонтів В-17_Н і В-17_В досить близькі, а перемички, які їх розділяють, досить незначні за товщиною. Проте поклади розрізняються за типом і, можливо, режимами витіснення. В структурному відношенні поклади приурочені до брахіантиклінальної структури (по покрівлі горизонту В-17_В)

розмірами $3,2 \times 2,0$ км по ізогіпсі - 3810 м. ВНК знаходиться на позначці - 3794 м в західному блоці і - 3825 м – у східному [10].

У зв'язку з локальними заміщеннями колектора поклад горизонту В-17_В встановлено тільки в межах трьох ділянок: в західному блоці в районі свердловин 22 і 9, у східному блоці в районі свердловини 7. Загальна нафтонасичена площа нафтоносності складає $1,037 \text{ км}^2$, нафтонасичена товщина 1,6 – 4,7 м.

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

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

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

Горизонт В-19_В представлений пісковиками. За даними ГДС в свердловині 7 нафтонасиченість їх складає 75%. Поклад в цьому горизонті пластовий, тектонічно екранований знаходиться тільки в східному блоці. ВНК відбивається на позначці – 3936 м. Площа нафтоносності – $0,303 \text{ км}^2$, нафтонасичена товщина – 2 - 3 м.

Горизонт В-19_Н представлений пісковиками зі змінними колекторськими властивостями по площі і в розрізі. Він чітко поділяється на два самостійні горизонти В-19_{Н1} і В-19_{Н2}.

У свердловині 13 з горизонту В-19_{Н1} отримано нафту дебітом $23,6 \text{ м}^3/\text{добу}$ (газовий фактор $69,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$) через діафрагму діаметром 5 мм, в свердловині 9 горизонт В-19_{Н1} випробувався разом з В-19_{Н2}. Дебіт нафти – $15,3 \text{ м}^3/\text{добу}$.

В горизонті В-19_{Н1} у зв'язку з неоднорідністю колекторів виділяються дві ділянки нафтоносності: в районі свердловини 13 та в районі свердловин 9, 22. На першій ділянці поклад має літологічно-тектонічний тип екранування, в другій – склепінний, тектонічно екранований. Площа нафтоносності першої ділянки – 0,314 км², другої – 0,178 км², нафтонасичена товщина відповідно по ділянках 6,5 і 0,8 м. ВНК в покладі першої ділянки відбивається на позначці – 3980 м, в другій – на позначці – 3930 м. В східному блоці поклад в цьому горизонті не виявлено.

В горизонті В-19_{Н2} практично на цих же ділянках в західному блоці також виділяються два поклади аналогічного типу. Площа покладу першої ділянки – 0,471 км², другої ділянки – 0,094 км², нафтонасичена товщина відповідно – 5,8 і 1,7 м. Цей горизонт продуктивний і в східному блоці. До нього приурочено пластовий, склепінний, тектонічно-екранований поклад. За даними ГДС він виділяється в свердловинах 7 і 10, де нафтонасиченість 0,63 і 0,58 і нафтонасичені товщини складають 2 і 1,5 м. Низькі значення цих параметрів ймовірно пов'язані з близьким розташуванням ВНК, який проходить на позначці – 3993 м. В західному блоці на першій ділянці ВНК прийнято на позначці – 3993 м, на другій ділянці – на позначці – 3940 м.

Горизонт В-21 складений пісковиками з ефективною товщиною близько 3 м. Горизонт продуктивний в свердловині 9, з якої дебіт нафти складає 21,5 м³/добу (газовий фактор 14,6 м³/м³ через діафрагму діаметром 7 мм). За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах 20, 22, 23 і 24. Промислова розробка цього покладу проводилася в свердловині 20, з якої було видобуто 24,5 тис. т нафти, після чого вона повністю обводнилась.

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

Продуктивний горизонт В-26 випробувано в процесі розвідки в свердловинах 2, 9 (західний блок). Дебіти при випробуванні склали відповідно 69,4

м³/добу (газовий фактор 25,3 м³/добу через діафрагму діаметром 8 мм) і 5,2 м³/добу при динамічному рівні – 1690 м і в свердловинах 10, 7 (східний блок) – дебіти відповідно – 3,2 м³/добу при динамічному рівні 922 м і 0,26 м³/добу при динамічному рівні – 1976 м.

По горизонту В-26_В в західному блоці ВНК відбивається на позначці – 4208 м. Поклад – багатопластовий, літолого- і тектонічно екранований. Площа нафтоносності – 1,083 км², нафтонасичена товщина – 4,1 м.

В східному блоці поклад аналогічного типу. ВНК відбивається на позначці – 4253 м. Площа нафтоносності – 1,412 км², нафтонасичена товщина – 3,6 м, висота покладу – 32 м.

По горизонту В-26_Н ВНК відбивається на тих же позначках, як і в горизонті В-26_В. Площа покладу в західному блоці 0,23 км², нафтонасичена товщина – 4,0 м. Площа покладу в східному блоці – 0,267 км², нафтонасичена товщина – 2,4 м [5, 11].

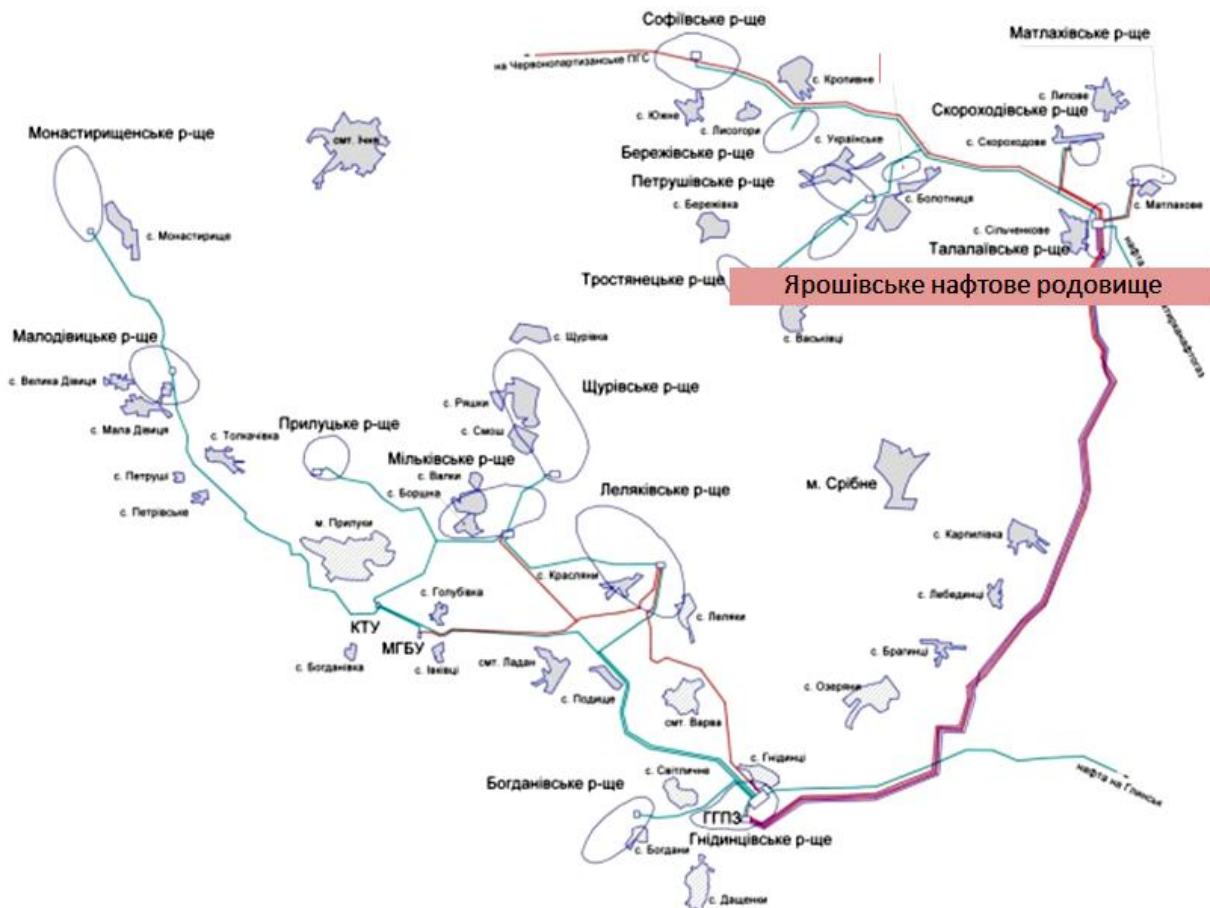


Рисунок 1.6. Оглядова карта розміщення Ярошівського родовища

Об'єкт розробки – північна ділянка Ярошівського нафтового родовища розташована на території Чернігівської області на північний схід від міста Прилуки на відстані 48 км і 130 км на південний схід від міста Чернігів. Найближчі до родовищ населені пункти – села Українське, Тростянець, Бережівка (1 - 4 км). Залізниця Бахмач-Ромни проходить на відстані 15 км в північно-східному напрямку від родовищ (рис. 1.6) [12].

Нафтогазоносність Ярошівського нафтового родовища пов'язана з регіонально продуктивними відкладами візейського ярусу нижнього карбону. Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів. При реалізації планованої діяльності не передбачається активних і масштабних впливів на навколишнє середовище. Зонами впливу планованої діяльності в період проведення робіт є, лише безпосередньо, територія майданчиків виконання робіт. Технічні рішення, прийняті у проєкті, будуть відповідати вимогам екологічних та інших діючих норм і правил.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Ярошівського нафтового родовища

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

Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу; профіль свердловин: вертикальний; проектна глибина: в середньому 3800 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Ярошівському нафтовому родовищі наведена в табл. 1.1.

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

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

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

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

Розділ 2. Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи

2.1 Вибір і обґрунтування раціональних конструкції свердловини та способу буріння

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

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

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

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

Конструкцію свердловини рекомендується проектувати в такій послідовності [14]:

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

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

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

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

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

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

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

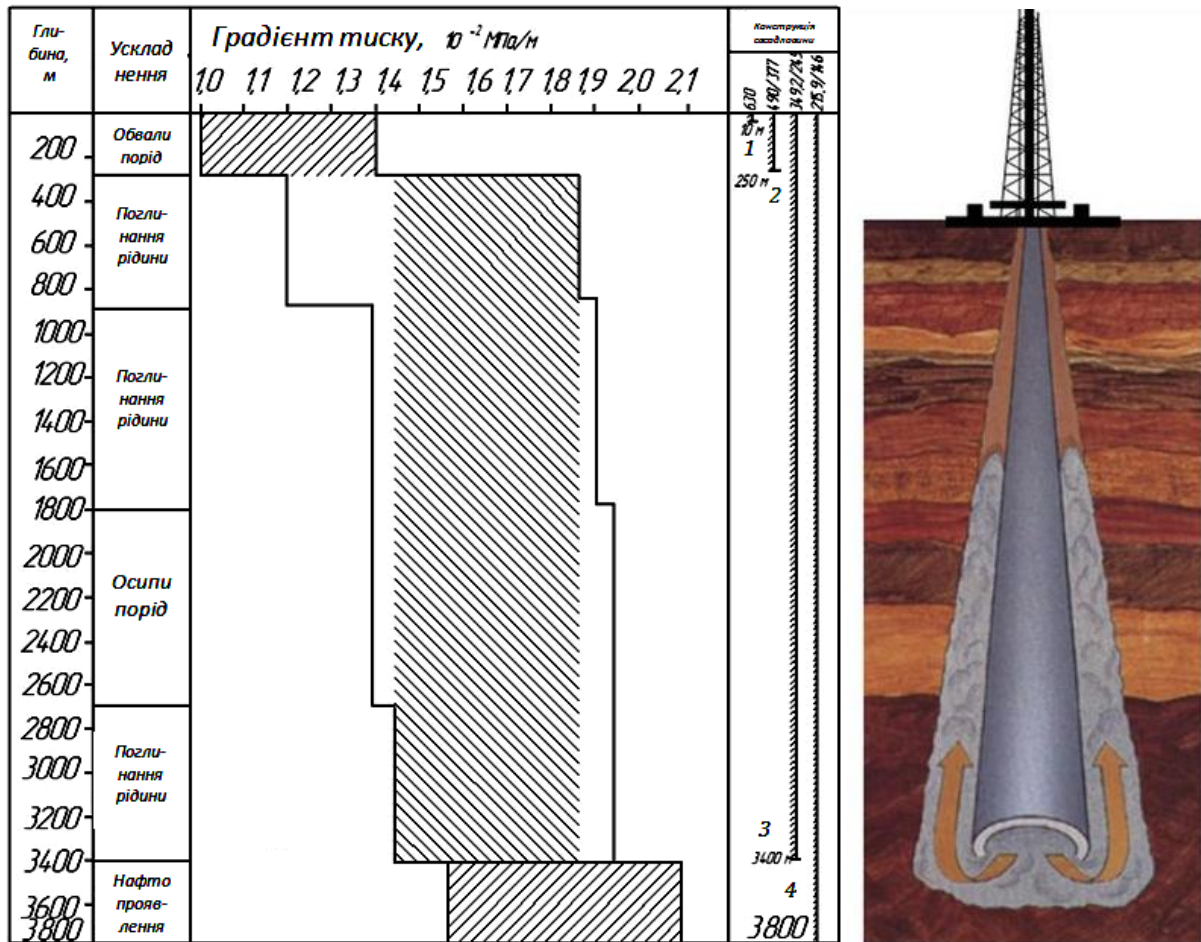


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

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

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

- в інтервалі 0-10 м – направляюча колона (з повною цементациєю затруб-

ного простору);

- в інтервалі 0-250 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;

- в інтервалі 0-3400 м - проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;

- в інтервалі 0-4800 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Таблиця 2.1
Характеристика конструкції свердловини

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

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

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

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

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

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

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

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

б) діаметр направляючої колони дорівнює:

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

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

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

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

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

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

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

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

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням 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 проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини [14].

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

2.2 Вибір породоруйнівного та технологічного інструменту

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

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

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

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

Таблиця 2.2
Коротка характеристика прийнятих доліт

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

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

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

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

Сучасні конструкції тришарошкових доліт виготовляють зварюванням між собою трьох кованих секцій (лап). На цапфах долота на підшипниках обертаються шарошки. Вони мають породоруйнуючі елементи, конструкція яких визначається механічними та абразивними властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото має промивальні отвори. Приєднання долота до бурильної колони здійснюється за допомогою подовженої замкової різьби.

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

Долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дроблячого класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ – до доліт дробляче-сколюючого класу. Залежно від того, для буріння в яких породах призначено долото, шарошки мають різні породоруйнуючі елементи – зубці, котрі виготовляються або разом з тілом шарошки фрезеруванням, або накаткою, або окремо зі спеціаль-

них твердих сплавів. Останні мають клиноподібну чи сферичну контактну поверхню та запресовуються в гнізда, просвердлені у тілі шарошки. Шарошки з фрезерованими або накатаними зубцями використовують у долотах, призначених для руйнування неабразивних порід. Шарошки із зубцями з твердих сплавів призначені для розбурювання абразивних порід, а також порід з дуже високою твердістю.

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

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

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

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

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

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

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

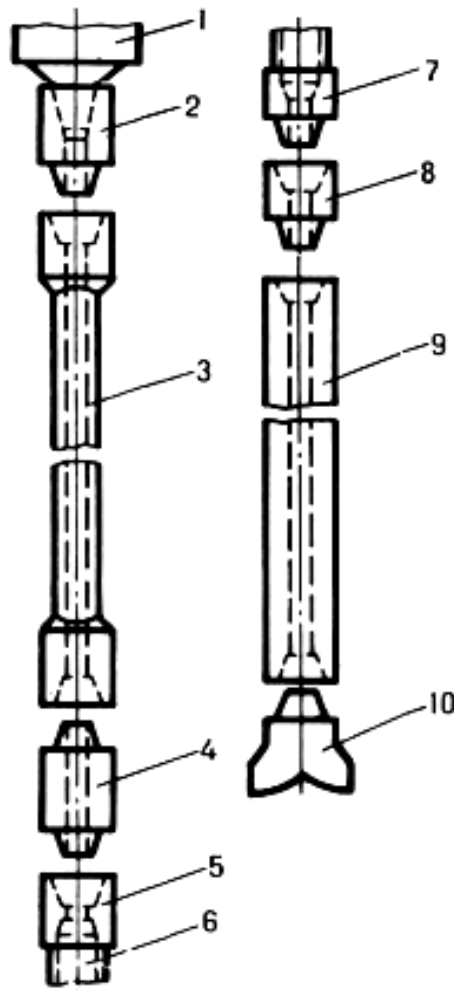


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони: 1 – вертлюг; 2 – перехідник вертлюга; 3 – ведуча труба; 4 – перехідник ведучої труби; 5 – муфта замка; 6 – бурильна труба; 7 – ніпель замка; 8 – перехідник; 9 – обважнена труба; 10 – долото

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

бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

Вибір діаметрів ОБТ і бурільних труб

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

Таблиця 2.3
Технічна характеристика бурільних труб конструкції ТБВ ø 140 мм

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

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

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

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

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

Вибір компоновки низу бурільної колони (КНБК)

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

Довжина і компоновка ОБТ

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

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

де l_{OBT} – довжина ОБТ, м;

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

G_0 – осьове навантаження, Н;

ρ_{np} – густина промивальної рідини, кг/м^3 ;

ρ_m – щільність матеріалу труби, кг/м^3 ;

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

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

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

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

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

де E – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м^2 ;

I – момент інерції за дії вигину, м^4 .

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

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

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

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

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

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

Довжина і компоновка СБТ

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

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

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

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T(G_{OBT} + G + G_{HK}) \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_n}\right) - P_n F_n}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_n}\right)}, \quad (2.9)$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_{nl}}{K_{1,n}},$$

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

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T=1,15$);

G_{OBT} – вага ОБТ, Н;

G – вага забійного двигуна [18], Н;

G_{HK} – вага наддолітного комплекту, Н;

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

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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 з використанням забійних двигунів $K_1 = 1$; при роторному бурінні $K_1=1,04$).

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

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

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

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

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

Довжина другої і наступних секцій визначається за наступними розрахунковими формулами:

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

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{p5} = \frac{1815}{1,04 \cdot 1,4} = 1247 \text{ кН}; l_5 = \frac{1247 - 1146}{1,15 \cdot 0,397 \left(1 - \frac{1,66}{7,85}\right)} = 331 \text{ м.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$L_9 = L_{ce} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{обт} + l_{нк})$$

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

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

Відповідно до стандарту виготовляють такі типи сталених бурильних труб: з висадженими всередину кінцями і з'єднуючими муфтами до них (ТБВ); з висадженими назовні кінцями з'єднуючими муфтами до них (ТБН); з висадженими всередину кінцями і конічними стабілізуючими поясами (ТБВК); з

висадженими назовні кінцями і конічними стабілізуючими поясками (ТБНК); з привареними з'єднувальними кінцями (ТБПВ); труби для буріння з електробуром (ТБПВЕ). Крім сталених, виготовляються також бурильні труби з алюмінієвих сплавів (ЛБТ).

Таблиця 2.4
Зведені дані про конструктивні параметри бурильної колони

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

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

2.3 Вибір раціональних режимів буріння

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

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

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

мивальної рідини.

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

Осьове навантаження на долото C_d

визначають за наступними методиками.

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

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

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

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта $k_{\text{ш}}$ приймається 0,7-0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0-1,2 – для суцільних сильно метаморфизованих і хемогенних порід.

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

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

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_d = c_n D_d, \quad (2.12)$$

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

D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Питома навантаження для різних типів доліт

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

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

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

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

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

Частота обертання долота

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

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{d_{min}}}, \quad (2.13)$$

де n_d – частота обертання долота, c^{-1} ;

$d_{ш}$ – діаметр шарошки, м;

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

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

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

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

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

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

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

Витрата промивальної рідини

вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

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

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с;

q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² забою;

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

$F_{\text{виб}}$ – площа забою свердловини, м².

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

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.6
Параметри режиму буріння

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

Обґрунтування густини промивальної рідини

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

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

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

g – прискорення земного тяжіння, м/с^2 ;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

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

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

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

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_m + P_{\text{кл}} + P_z + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{клОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_d \quad (2.17)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{\text{ОБТ}}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

P_d - втрати тиску в долоті, Па.

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

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

де $\rho_{пр}$ - густина промивальної рідини, кг/м³;

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

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

$D_{с}$ - діаметр свердловини, м;

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

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хелстрема;

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

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

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

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

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

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

де F – площа поперечного перетину, м²;

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

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

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B} \quad (2.22)$$

$$p_{\text{кн}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кн}} (D_c - d_{\text{вн}})} \quad (2.23)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

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

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

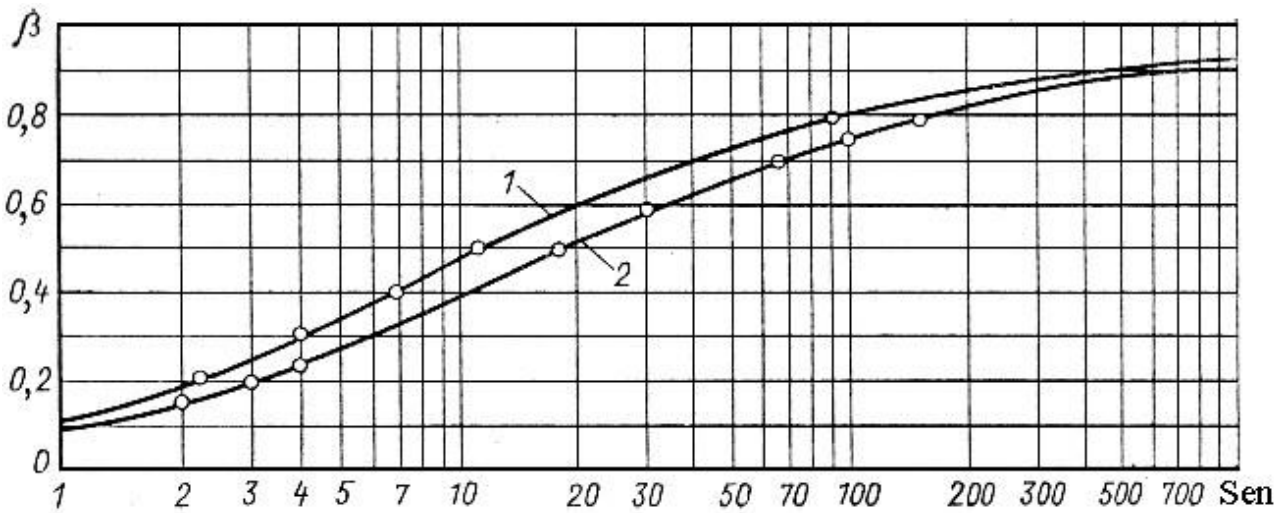


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_T ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{\text{кн}}$

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

для кільцевого простору

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

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

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

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

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

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

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

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²;

$F_{\text{кп}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [14].

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

$$P_{m\partial} = b_p P_n - \sum P_i, \quad (2.31)$$

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

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

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

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

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

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

де μ_d – коефіцієнт витрати.

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

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

де d_n – діаметр насадки, м;
 n – кількість насадок.

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

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

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Втрати тиску в бурильних трубах

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\begin{aligned}\eta_{\text{ма}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,140^2) = 0,021 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,021} = 0,7 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1660 \cdot 0,7 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045} = 1960; \\ He &= \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)^2}{0,045^2} = 33530; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 33530^{0,58} = 5177.\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}Sen &= \frac{7,1 \cdot (0,2159 - 0,140)}{0,045 \cdot 0,7} = 17; \\ p_{\text{кр}} &= \frac{4 \cdot 7,1 \cdot 3525}{0,55 \cdot (0,2159 - 0,140)} = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Па} = 2,5 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\begin{aligned}\eta_{\text{ма}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot 0,09^2 = 0,006 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,006} = 2,5 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1660 \cdot 2,5 \cdot 0,09}{0,045} = 8300; \\ He &= \frac{1660 \cdot 7,1 \cdot 0,09^2}{0,045^2} = 47144; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 47144^{0,58} = 5849.\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}\lambda_m &= 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,09} + \frac{110}{8300} \right)^{0,25} = 0,03; \\ P_{\text{ОБТ}} &= 0,03 \frac{2,5^2}{2} \frac{1660}{0,09} 225 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,4 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\begin{aligned}\eta_{\text{ма}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 0,022 = 0,033; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1660 - 7 = 7,1; \\ F &= 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,178^2) = 0,012 \text{ м}^2; \\ V &= \frac{0,015}{0,012} = 1,25 \text{ м/с}; \\ Re &= \frac{1660 \cdot 1,25 \cdot (0,2159 - 0,178)}{0,045} = 1747;\end{aligned}$$

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

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

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

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

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

Втрати тиску в обв'язуванні

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

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

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

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

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

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{кр}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура.

У розрахунках приймають $P_{кр} \leq 12-13 \text{ МПа}$. Оскільки $P_{мд} = 21 \text{ МПа} > P_{кр}$, то приймаємо $P_{мд} = P_{кр} = 13 \text{ МПа}$.

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

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

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с}.$$

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

Сумарна площа насадок $f_{д}$ гідромоніторного долота

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

Діаметри насадок гідромоніторного долота

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

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

2.4 Можливі ускладнення та аварії при бурінні

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

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

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

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

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

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

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

Механічне прихоплення бурильних труб відзначається в наступних випа-

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

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

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

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

Для попередження можливостей виникнення прихопленонебезпечних умов у свердловині необхідно вжити наступних заходів [21]. 1. Дотримання режиму промивання - основна умова попередження прихоплень. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4-0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників - до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону (БК) над забоем на довжину тягової труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину протягом 2 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура. 2. Буровий розчин і хімічні реагенти, яких застосовують для його оброблен-

ня, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Водночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення. 3. Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі БК, і обертання ротора з частотою 1,2 об/с у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння. Виникнення зтяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка місця зтяжки повинна проводитись обережно, без зтяжок, посадок і підвищення тиску на насосах. 4. У випадку зтягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках - на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4 разів повернути БК ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому на 30-40 кН нижче власної ваги інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

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

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

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

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

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

Поглинання виникає, коли гідростатичний тиск бурового розчину перевищує міцність на розрив пласта і створює тріщини, по яких йде розчин. Для виникнення поглинання розмір порових отворів тріщин, що утворилися, має бути більше розміру твердих часток бурового розчину. На практиці, розмір тріщин, який може викликати поглинання, знаходиться в межах 0,1 - 1 мм.

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

2.5 Вибір необхідного бурового обладнання

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

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

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

Конструктивні особливості і переваги

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

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ - 1

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	270
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	4000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-225Р	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,6
Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8,5
Талева система	

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

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

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

Технічна характеристика ротора Р- 700

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

Технічна характеристика вертлюга УВ-250МА1

Вантажопідйомність, тс	250
------------------------	-----

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

Вибір талевого канату і талевої системи

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

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

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

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_r - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

P_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1574}{2 \cdot 632,3} = 4,9$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку $T=5$ шт. Тоді оснащення талевої системи - десятиструнне (5 х 6). В результаті розрахунку отримано дані щодо необхідних параметрів технічного оснащення бурової ділянки.

2.6 Технологічні фактори колонкового буріння нафтогазових свердловин

При високій зносостійкості сучасних конструкцій бурових колонкових доліт довжина рейсу в процесі буріння розвідувальних свердловин на вуглеводні обмежується необхідністю витягання зі свердловини якісного і в необхідній кількості керна (рис. 2.5). Одним з істотних шляхів зменшення кількості спус-

ко-підйомів бурового снаряда (СПО), а, отже, і часу що на них витрачається, є буріння снарядами з так званими знімними ґрунтоносками, які забезпечують можливість витягання керна по колоні бурильних труб без її підйому на поверхню [14].



Рисунок 2.5. Колонкове буріння нафтогазових свердловин

Основним інструментом проведення кореляційних робіт стосовно літологічних даних, слугував відбір кернових проб або зразків шламу з точним інтервальним прив'язуванням

Успішне рішення геологічних завдань з використанням інформації за шламом може бути здійснене, якщо при провідці свердловини дотримуються наступних основних умов і вимог: режим очищення забезпечує оперативний підйом вибуреного шламу з забою свердловини до місця збору, режим буріння - об'ємне руйнування породи; після припинення буріння перед підйомом інструменту циркуляція триває протягом часу, необхідного для винесення шламу з забою на поверхню; шлам відбирається по усьому досліджуваному інтервалу в строго певному місці одним і тим же способом (рис. 2.6).

Першочергове розчленовування розрізу здійснюються за даними механічного каротажу, тобто за швидкістю буріння порід з різними фізичними властивостями. Механічна швидкість буріння залежить як від властивостей розбуруваних порід, так і від ряду технологічних чинників, тобто є узагальненим параметром, що характеризує процес руйнування гірської породи. З технологіч-

них факторів найбільший вплив чинять осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, частота його обертання, витрата бурового розчину [22].



Рисунок 2.6. Циркуляційна система сучасної бурової установки

Головним завданням нафтогазовидобувної галузі, яке потребує свого вирішення, є значне збільшення обсягів пошуково-розвідувального буріння, яке, будучи основним технічним засобом розвідувальних робіт, займає також провідне місце за обсягом і якістю одержуваної геологічної інформації.

Свердловини служать також об'єктом геофізичних досліджень, проте останні, залишаючись непрямими методами, вимагають інтерпретації отриманих вимірювань і не можуть замінити дослідження з одержуванням при колонковому бурінні наочним геологічним зразком - керном. Природно, основною вимогою є відбір повноцінного кондиційного керна, вихід якого в ідеалі повинен становити 100%. Роль розвідувального буріння з відбором керна ще більше зростає в зв'язку з інтенсивним розвитком кернометрії, за допомогою якої встановлюється просторове положення, яке займав відібраний зразок в випробуваному масиві.

Крім отримання високоякісної геологічної інформації, застосовувані засоби розвідувального колонкового буріння повинні забезпечити ефективне рішення техніко-економічного завдання - високу продуктивність проходки свердловин при мінімізації вартості бурових робіт.

Комплексне рішення зазначених геолого-технічних завдань розвідувального буріння порід з великим ефектом реалізується при використанні для про-

ходки свердловин снарядів зі знімними керноприймачами (грунтоносками). Основні їх переваги перед традиційним бурінням полягають в різкому скороченні часу на спуско-підйомні операції (СПО). За рахунок цього відбувається збільшення рейсової швидкості, загальної продуктивності проходки свердловин і зниження вартості бурових робіт.

Пропонується наступна схема спорудження свердловин при застосуванні спеціального породоруйнівного колонкового інструменту (рис. 2.7).

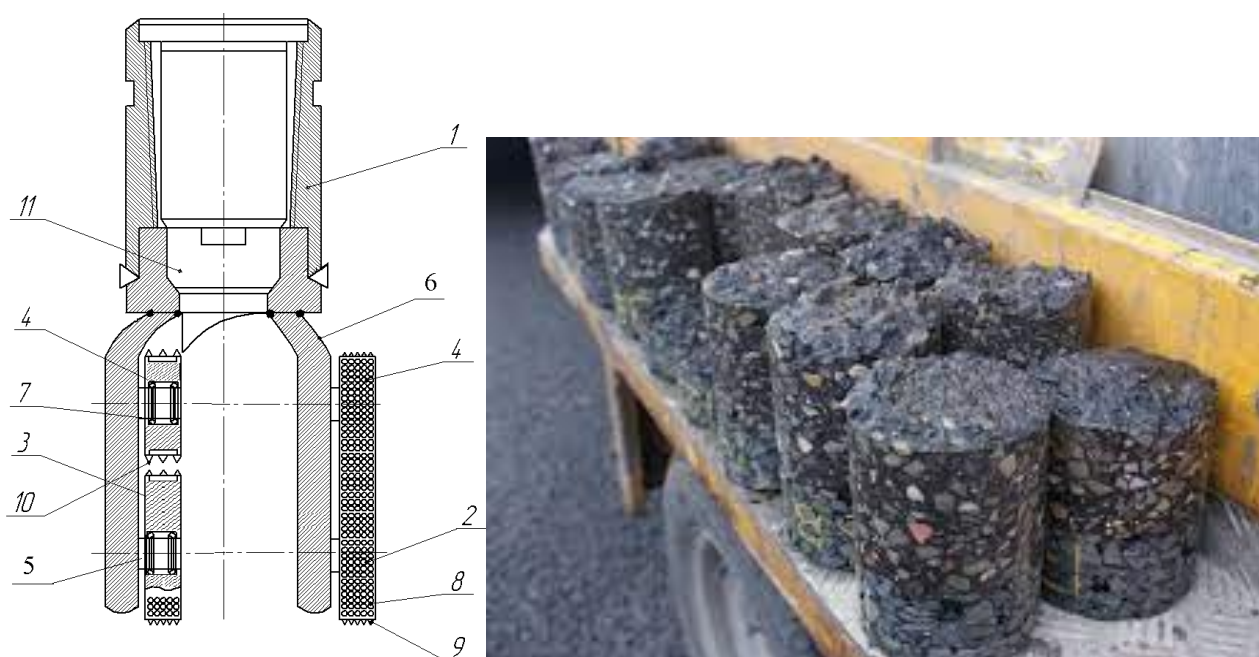


Рисунок 2.7. Схема спеціального породоруйнівного інструменту

Спеціальний колонковий породоруйнівний інструмент містить: 1 – корпус, 2 – свердловиноформувальні породоруйнівні диски; 3 – керноформувальні породоруйнівні диски, зірочки – 4 закріплені нерухомо в цапфах 5 лап інструменту 6 за допомогою дворядних підшипників кочіння 7 зі змогою обертання. Ланцюги 8 оснащені породоруйнівними зубками 9 та кінематично пов'язані із породоруйнівними дисками 2 і 3, які також мають на своїй поверхні породоруйнівні зубки 10, і зірочками 4.

Породоруйнівний колонковий інструмент працює наступними чином: при постановці його на забій та обертанні навколо осі свердловини ланцюги 8, оснащені породоруйнівними зубками 9 і свердловиноформувальні 2 та керно-

формувальні 3 диски обробляють центральну і бокові зони кільцевого забою відповідно.

В центральній осевій частині свердловини формується керн, який поступає до керноприймальної частини 11. Обертання ланцюгів 8 та породоруйнівних дисків 2 і 3, обумовлено впливом сил реакції забою та стінок свердловини.

Збільшення контактної площі руйнівних елементів 2, 3, 8 сприяє встановленню ефективних умов ущільнення стінок свердловини за рахунок втрамбування в них зруйнованої породи. Транспортування керну на поверхню можливе за умов застосування знімних керноприймачів (грунтоносок).

В цілому, за характером руйнування вибою свердловини при застосуванні спеціального породоруйнівного інструменту, всі гірські породи можна розділити на такі групи за наступним комплексом ознак: особливості механізму руйнування представників даної групи порід; залежність буримості від фізико-механічних властивостей порід; залежність механічної швидкості від параметрів режиму буріння.

Як відомо, СПО є найбільш трудомісткими роботами при колонковому бурінні. Якщо при цьому виді буріння проводити СПО тільки з метою підйому керна і заміни зношеного бурового інструменту, то витрати часу на виконання цієї операції будуть виражені наступною формулою:

$$T_{\text{спо}} = \frac{L^2 t}{2l_p}, \quad (2.36),$$

де L - глибина свердловини, м; t - середній час на спуск і підйом 1 м бурильної колони, с/м; l_p - середня довжина рейсу, м.

З (2.36) випливає, що витрати часу на СПО ростуть в квадратичній залежності від глибини свердловини. Насправді ж час на зазначену операцію збільшується майже в кубічній залежності. Це пояснюється тим, що на великих глибинах залягають міцніші породи, поглиблення за рейс знижується в зв'язку з погіршенням точності подачі снаряда; зменшується швидкість підйому в зв'язку зі збільшенням ваги снаряда. Крім того, в глибоких свердловинах СПО прово-

дяться частіше в зв'язку з більш частими аваріями, необхідністю інклінометричних вимірювань, ізоляції зон поглинань і т. п.

Число спуско-підйомів бурового снаряда в результаті відмов спеціального породоруйнівного інструменту визначається за формулою:

$$n = \frac{V}{H_0}, \quad (2.37)$$

де H_0 - середнє напрацювання на відмову спеціального породоруйнівного інструменту, м.

Тоді сумарна кількість спуско-підйомів бурового снаряда з причин заміни спеціального породоруйнівного інструменту і його відмов складе:

$$N_{\text{сум}} = N + n = V \left(\frac{1}{a} + \frac{1}{H_0} \right) \quad (2.38)$$

Змінивши наведені рівняння, отримаємо ймовірність P безвідмовної роботи спеціального породоруйнівного інструменту:

$$P = \frac{N}{N_{\text{сум}}} = \frac{1}{1 + \frac{a}{H_0}} \leq 1. \quad (2.39)$$

З наведених залежностей також випливає, що при створенні спеціального породоруйнівного інструменту, що володіє високою стійкістю, для збереження високої ймовірності безвідмовної його роботи слід значно збільшити напрацювання на відмову.

$$H_0 = \frac{P_a}{1 - P}. \quad (2.40)$$

Наприклад, при стійкості спеціального породоруйнівного інструменту $a = 50\text{м}$ і ймовірності безвідмовної роботи $P = 0,95$ напрацювання на відмову повинна бути не менше $H_0 = \frac{0,95 \cdot 50}{1 - 0,95} = 950\text{м}$.

Якщо стійкість спеціального породоруйнівного інструменту збільшити до $a = 200\text{м}$, то при тій же ймовірності безвідмовної роботи $P = 0,95$ напрацювання на відмову має становити вже не менше

$$H_0 = \frac{0,95 \cdot 200}{1 - 0,95} = 3800 \text{ м}$$

Середнє напрацювання на відмову бурильної колони, що входить в комплекс, визначається за формулою:

$$H_{\text{отк}} = \frac{V_1}{N_1}, \quad (2.41)$$

де V_1 – обсяг буріння, виконаний спеціальним породоруйнівним інструментом з урахуванням роботи бурильної колони для кріплення свердловини обсадними трубами, а також можливого безкернового буріння; N_1 – число відмов бурильної колони, які призвели до підйому бурового снаряда.

Методика проведення порівняльних лабораторних досліджень спеціального породоруйнівного колонкового інструменту полягала в застосуванні широко використовуваного енергетичного підходу для аналізу явищ, що виникають при бурінні зазначеним інструментом. В даний час загальновизнано використовувати енергетичні показники в якості критеріїв оцінки ефективності процесу взаємодії руйнівного інструменту з гірською породою.

Енергетична характеристика процесу взаємодії спеціального породоруйнівного інструменту з вибоєм свердловини характеризується питомою енергоємністю W_{num} . Цей критерій обчислюється за формулою:

$$W_{\text{num}} = \frac{60N_e}{Sn\Delta h_{\text{об}}} \quad (2.42)$$

де N_e – потужність, що витрачається на руйнування вибою свердловини, кВт; $S = \frac{\pi}{4}(D_{\text{зн}}^2 - D_{\text{вн}}^2)$, м² – площа руйнування вибою ($D_{\text{зн}}$, $D_{\text{вн}}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметри спеціального породоруйнівного інструменту, м); n – частота обертання спеціального породоруйнівного інструменту, об/хв; Δh – поглиблення вибою свердловини за один оборот спеціального породоруйнівного інструменту, мм/об; $\Delta h = \frac{v_m}{n}$ (v_m – механічна швидкість буріння, м/хв).

Відомо, що в процесі буріння реакція породи і продуктів її руйнування на спеціальний породоруйнівний інструмент полягає в абразивному зношуванні

його озброєння. Для оцінки інтенсивності цього процесу введений параметр, названий питомим об'ємним зносом V_{num} .

Останній обчислюється за формулою:

$$V_{num} = \frac{N\theta \cdot 60 \cdot H_p}{K_n \cdot S_k \cdot \Delta h \cdot nh'} \quad (2.43)$$

де H_p - довжина пробуреного інтервалу свердловини; K – коефіцієнт, що враховує зменшення робочий площі торця спеціального породоруйнівного інструменту за рахунок промивних каналів; S_k – робоча площа торця коронок, м Δh – поглиблення вибою за один оборот, мм/об; n – частота обертання спеціального породоруйнівного інструменту, об/хв; h – висота породоруйнівних зубків, мм.

В табл. 2.7 та 2.8 приведено відомості щодо відпрацювання спеціального породоруйнівного інструменту в різних гірничо-технологічних умовах, з яких впливає наступне: механічна швидкість поглиблення пропорційно залежить від частоти обертання та навантаження на спеціальний породоруйнівний інструмент.

Таблиця 2.7

Відомості про відпрацювання спеціального колонкового породоруйнівного інструменту за оптимальних режимів

№ з/п	Інтервал застосування, м		Прохідка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Навантаження на долото, кН	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання інструменту, хв ⁻¹
	від	до						
1		22	22	3:30	6,29	3	38	60
2	35	39	4	4:45	0,84	4	38	60
3	53	70	17	11:00	1,55	9	38	60
4	70	97	27	17:30	1,54	9	38	60
5	97	169	72	59:30	1,21	90	38	60
6	169	200	31	45:30	0,68	9	38	60
7	200	244	44	74:15	0,59	8	38	65
8	244	271	27	47:30	0,57	8	38	60
9	271	297	26	43:15	0,60	9	38	60
10	297	306	9	13:45	0,65	9	38	60
11	306	313	7	10:15	0,68	9	38	65
12	313	352	39	35:30	1,10	9	38	65
13	352	378	26	27:15	0,95	9	38	60
14	378	433	55	25:30	2,16	12	38	60
15	433	463	30	20:30	1,46	12	38	60
16	463	520	57	40:30	1,41	12	38	60
17	520	547	27	36:00	0,75	14	38	70
18	547	566	19	23:30	0,81	9	38	60
19	738	810	72	74:30	0,97	14	35	60
20	810	870	60	71:15	0,84	14	34	60
21	870	898	28	41:45	0,67	14	35	60

№ з/п	Інтервал застосування, м		Прохідка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Навантаження на долото, кН	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання інструменту, хв ⁻¹
	від	до						
22	898	933	35	38:00	0,92	15	34	60
23	933	950	17	20:30	0,83	15	34	60
24	950	963	13	12:45	1,02	15	34	60
25	963	990	27	41:00	0,66	15	34	60
26	990	1013	23	34:30	0,67	15	34	60
27	1013	1036	23	35:15	0,65	15	35	60
28	1036	1063	27	39:00	0,69	15	35	60
29	1063	1090	27	44:30	0,61	15	45	60
30	738	810	72	74:30	0,97	14	35	60

Таблиця 2.8

Відомості про відпрацювання спеціального колонкового породоруйнівного інструменту за оптимальних режимів

№ з/п	Інтервал застосування, м		Прохідка, м	Час механічного буріння, год	Механічна швидкість буріння, м/год	Навантаження на долото, кН	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання інструменту, хв ⁻¹
	від	до						
1	12	24	12	2:00	6,00	з/н	32	Електробур
2	24	70	46	10:00	4,60	3	30	Електробур
3	70	106	36	6:30	5,54	3	30	Електробур
4	110	162		4:00		з/н	40	680
5	162	196	34	7:15	4,69	4	40	680
6	196	235	39	7:00	5,57	6	32	680
7	235	245	10	3:45	2,67	6	32	680
8	245	263	18	5:45	3,13	6	32	680
9	263	279	16	6:00	2,67	6	32	680
10	279	296	17	3:30	4,86	6	32	680
11	296	317	21	6:15	3,36	6	32	680
12	317	357	40	8:15	4,85	4	32	680
13	357	382	25	9:30	2,63	4	32	230
14	382	404	22	13:15	1,66	4	32	230
15	404	420	16	13:15	1,21	6	32	230
16	420	431	11	6:00	1,83	6	32	Електробур
17	431	445	14	12:45	1,10	6	32	Електробур
18	445	457	12	10:15	1,17	6	32	230
19	457	474	17	14:45	1,15	6	32	230
20	474	482	8	11:45	0,68	6	32	230
21	482	492	10	10:15	0,98	6	32	Електробур
22	492	497	5	6:00	0,83	6	32	Електробур
23	497	506	9	7:45	1,16	6	32	230
24	506	518	12	12:00	1,00	6	32	230
25	518	536	18	14:00	1,29	6	32	230
26	536	555	19	14:45	1,29	6	32	230
27	555	577	22	16:45	1,31	6	32	230
28	577	602	25	10:15	2,44	6	32	230
29	602	624	22	14:45	1,49	6	32	230
30	624	649	25	12:30	2,00	6	32	230

На графіках (рис. 2.8 - 2.10) наведено результати досліджень впливу висоти зубків колонкового долота на механічну швидкість буріння, що змінюється в залежності від випуску зубків; при випуску останніх до 5 мм зазор між зуб-

ками долота заповнюється шламом, кількість якого є досить значною, і цей шлам стримує занурення зубків у породу. У міру збільшення випуску зубків умови очищення покращуються, зубки активніше занурюються у породу і, відповідно, спостерігається зростання механічної швидкості буріння. При досягненні випуску зубків до 10 мм, кількість шламу стає більшою, збільшуються розміри частинок породи. Ця ознака вказує на зміну режиму руйнування породи від втомно-поверхневого до об'ємного.

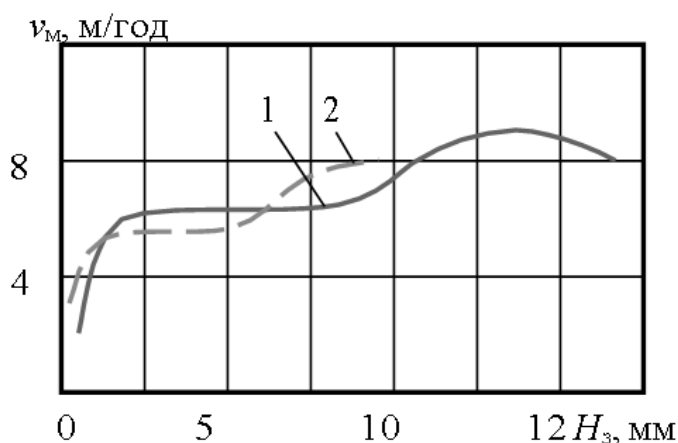


Рисунок 2.8. Залежність механічної швидкості від величини випуску зубків колонкових доліт (H_z): 1 – 6 категорія за твердістю; 2 – 8 категорія за твердістю

При бурінні колонковими долотами із загостреними зубками досягнуто більш високого поглиблення за один оборот долота і значно менший знос зубка за висотою. При підвищенні витрати промивальної рідини зношування зубків знижується, поглиблення за один оборот збільшується до певних меж, а потім істотно знижується.

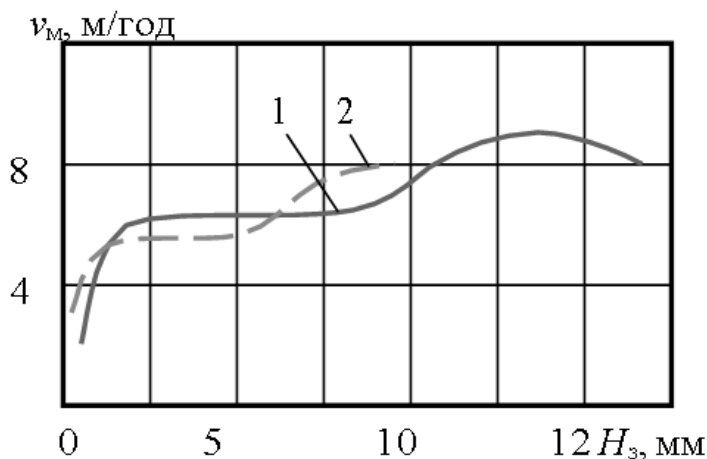


Рисунок 2.9. Залежність механічної швидкості від величини випуску зубків колонкових доліт (H_z): 1 – 6 категорія за твердістю; 2 – 8 категорія за твердістю

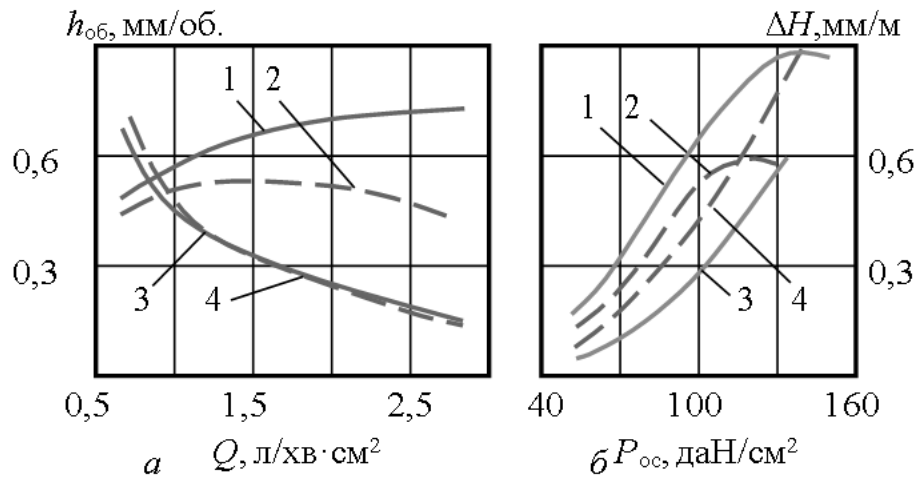


Рисунок 2.10. Величина поглиблення за один оборот $h_{об}$ (графіки 1, 2) та зносу матриці за висотою ΔH (графіки 3,4) від питомих витрат промивальної рідини (а) та осьового навантаження (б) при бурінні заточеними (графіки 1, 4) та незаточеними коронками (графіки 2, 3)

В табл. 2.9 представлено техніко-технологічний регламент спорудження свердловин за використання колонкових доліт. На цьому слайді також представлено композиції глинистих розчинів, розроблених для умов роботи колонкових доліт, що забезпечують стійкість стінок свердловини в осадових товщах.

Таблиця 2.9

Параметри режиму спорудження свердловин із використанням колонкових доліт

Породи	Тип породоруйнівного інструменту	Режимні параметри буріння		
		Частота обертання бурильної колони, хв ⁻¹	Навантаження на вибій, даН	Витрата промивальної рідини, л/с
Глини і су-глинки	Колонкове долото	60	800	до 6
Піски, супіски		60	600	до 8
Щільні глини		140	1000	до 8

При виконанні роботи використаний комплексний метод дослідження, що включає аналіз науково-технічної інформації та патентних матеріалів, аналітичні та експериментальні дослідження, дослідно-промислові та промислові випробування розроблених технічних засобів, обробку результатів досліджень і випробувань методами математичної статистики із застосуванням комп'ютерних технологій.

Розділ 3. Охорона праці

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми.

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

Спуско-підйомні операції (СПО)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Бурові розчини

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

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

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

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

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

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

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

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

Ремонтно-виправне тампонування

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

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

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

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

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

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

Розділ 4. Охорона навколишнього середовища

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ВИСНОВКИ

1. Розробка і удосконалення регламентів освоєння родовищ вуглеводневої сировини є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики.

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

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

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

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 напірні горизонти з аномальним тиском.

7. В кваліфікаційній роботі: розглянуті комплексні питання попередження можливих ускладнень та розробки інженерної методики проектування технології буріння свердловин та виконання внутрішньо-свердловинних операцій, що базуються на сталих показниках підвищення механічної й рейсової швидкостей шляхом застосування модернізованих бурових колонкових доліт.

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

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кривуля С.В., Лизанець А.В, Мачужак М.І. Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища // Нафтогазова галузь України, 2016, № 3. – С. 7 – 12.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
4. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
5. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
6. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
7. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
8. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
11. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
12. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. Посібник / П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. – Д.: Національний гірничий університет, 2010. - 368 с.

13. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
14. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "ДП". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.
15. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
16. <http://www.naftogaz.com>.
17. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
18. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
19. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
20. Промивальні рідини в бурінні. Підручник. М.А. Дудля. - Д.: Державний ВНЗ "Національний гірничий університет", 2011. - 542 с..
21. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
22. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
23. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
24. 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

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.28.ПЗ	Пояснювальна записка	82	
5					
6		НГІБ.КР.22.28.ДМ	Демонстраційний матеріали	16	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	