

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Трояна Владислава Олександровича
(ПІБ)

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

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

спеціалізації _____

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

на тему Розробка системи заходів буріння та виконання свердловинних технологічних операцій для умов Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний і спеціальний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці та екології	Муха О.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)_____ Коровяка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)« 27 » жовтня 2021 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра
(бакалавра, магістра)студенту Трояну Владиславу Олександровичу **академічної групи 185М-20-1 ГРФ**
(прізвище та ініціали) (шифр)**спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології**
спеціалізації _____**за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»**
на тему Розробка системи заходів буріння та виконання свердловинних техно-
логічних операцій для умов Західно-Огульцівської перспективної нафтогазона-
сної площізатверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2021 р.
№ 937-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна та тектонічна характеристика ділянки проведення бурових робіт. Проектування технології буріння для розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Західно-Огульцівської перспективної нафтогазонасної площі з урахуванням петрографічних і механічних властивостей порід-колекторів</i>	14.12.21 р.
<i>Спеціальна частина роботи</i>	<i>Удосконалення методів виконання свердловинних технологічних операцій з високими технічними показниками</i>	16.12.21 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання бурових робіт та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	20.12.21 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	22.12.21 р.

Завдання видано _____ Коровяка Є.А.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)Дата видачі 11.10.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 10.01.2022 р.Прийнято до виконання _____ Троян В.О.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 104 с., 20 рис., 12 табл., 2 додатки, 24 джерела.

ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, РОДОВИЩЕ, ГІРСЬКА ПОРОДА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ.

Сфера застосування розробки – буріння нафтових і газових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія свердловинної розробки Західно-Огульцівської перспективної на нафту і газ площі, призначенням якої є пошук і експлуатація покладів вуглеводнів.

Мета роботи – раціоналізація системи розробки родовищ вуглеводнів шляхом проектування технологічно-обґрунтованого регламенту виконання свердловинних робіт, який базується на сталих високих показниках механічної швидкості поглиблення та екологічної безпечності виконання бурових операцій.

Новизна одержаних результатів – запропоновано варіант прогресивної конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та можливі неконтрольовані викиди пластових флюїдів; надійним запобіжником останнього є також розробка регламенту гідравлічної програми промивання свердловини із обґрунтуванням густини бурового розчину, що забезпечує необхідний протитиск на напірні горизонти. Окрім іншого, пропонується до застосування у виробничих умовах удосконалена системи заходів буріння та виконання свердловинних технологічних операцій, які дозволять значно підвищити техніко-економічні показники процесу спорудження свердловин.

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

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення базових показників швидкостей спорудження свердловин та ступеню надійності і безпечності виконання бурових робіт за рахунок удосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових і свердловинних робіт.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Геолого-технічні умови виконання проектних робіт зі спорудження свердловин.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних бурових робіт та геологічні умови Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі.....	7
1.2	Відомості про фізико-хімічні властивості вуглеводнів Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі.....	20
1.3	Особливості спорудження свердловин в умовах Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі.....	22
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	32
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	32
2.2	Вибір способу буріння.....	39
2.3	Вибір породоруйнівного інструменту.....	43
2.4	Вибір бурильної колони.....	45
2.5	Вибір режимів буріння.....	53
2.6	Ускладнення при бурінні.....	59
2.7	Вибір бурового обладнання.....	64
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – розробка системи заходів виконання свердловинних технологічних операцій.....	68
Розділ 4	Охорона праці на бурових роботах.....	78
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	89
Розділ 6	Організація та економіка бурових робіт.....	92
	ВИСНОВКИ.....	100
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	101
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	103
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	104

ВСТУП

Найефективнішим способом подолання кризових явищ в нафтогазовій галузі є прискорення пошуків та розвідки нових родовищ корисних копалин, до яких, без заперечення, можна віднести Західно-Огульцівську площу, яка розташована на північному борту Дніпровсько-Донецької западини в межах північного гідрогеологічного району і входить до Наріжнянсько-Огульцівської структурно-тектонічної зони; вона є східним продовженням Наріжнянсько-Огульцівсько-Караванівської зони та, згідно існуючого нафтогазогеологічного районування, належить до північно-бортового нафтогазоносного району і приурочена до Юліївсько-Коробчинської зони нафтогазонакопичення.

Нафта і газ є основними енергоносіями та відіграють важливе значення в економіці провідних добувних та споживаючих держав. Продукти нафтогазопереробки виступають основою всіх видів палива для транспорту та являють собою цінну сировину для хімічної промисловості.

Вуглеводні, приховані в земній корі, з кожним кроком розвитку нафтогазової галузі стають все менш доступними для їх виявлення і видобутку. Тому нафтова і газова свердловина досить складна інженерна споруда, насамперед це довговічний і герметичний канал транспортування вуглеводневої сировини на денну поверхню.

Промисловій розробці нафтових і газових родовищ передують їх дослідно-промислова експлуатація, що дозволяє отримати уточнені вихідні дані як для підрахунку запасів вуглеводнів, так і для проектування розробки.

За останній час зроблено стрімкий стрибок у світовій і вітчизняній науці і практиці спорудження і експлуатації нафтових і газових свердловин. На сьогодні свердловини глибиною до 3500 м вважаються вже неглибокими. Досить не просто управляти довгою багатокілометровою колоною бурильних труб, усувати аварії в свердловині, глибина якої складає декілька кілометрів.

Відзначмо наступне: при бурінні свердловин, особливо розвідувальних, буровики-технологи, перебуваючи на поверхні, потрапляють в стан невизначе-

ності в багатьох питаннях, серед яких найголовнішими є ті, що пов'язані із точною характеристикою фізико-механічних властивостей перебудованих порід, поточним технічним станом вибійного породоруйнівного і технологічного інструменту та ін. Не знаючи елементарних законів механіки гірських порід, не можна по інженерному грамотно і коректно спроектувати режими буріння, правильно зрозуміти і оцінити причини ускладнень і аварій при бурінні, вірно вибрати технологію кріплення стовбура свердловини, техніку випробування і освоєння закінченої бурінням свердловини на продуктивність. Без розуміння законів фізики і механіки, хімії та гідравліки неможливо управляти сучасною буровою установкою, енергоозброєність якої порівнянна з потужностями цілого виробничого підприємства.

Вирішення проблематики приросту запасів нафти, газу і газоконденсату, що залягають в складних термобаричних і гірничо-геологічних умовах, освоєння нових покладів і підвищення коефіцієнта витягання вуглеводнів з виснажених родовищ, неможливо без нарощування об'ємів розвідувального і експлуатаційного буріння.

Техніка і технологія буріння і видобутку вуглеводневої сировини швидко вдосконалюється і змінюється, але неодмінною умовою досягнення високих показників при бурінні свердловин є злагоджена координована робота всіх членів бурової вахти при виконанні всіх технологічних операцій і прийомів, при експлуатації бурового обладнання.

Ефективність проведення науково-промислових робіт з удосконалення техніко-технологічного супроводження розвідувального і експлуатаційного буріння, визначається цілим рядом природних і організаційних чинників. Доцільність впровадження розроблених методів, технологій і устаткування в промислову практику диктується комплексом переваг, що є факторами прояву економічної ефективності та раціональності. З огляду на викладене, в роботі представлено геолого-технічний проект спорудження розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Західно-Огульцівської перспективної площі, призначенням якої є пошук і експлуатація покладів нафти і газу.

Розділ 1. Геолого-технічні умови виконання проектних робіт зі спорудження свердловин

1.1 Загальні відомості про район проектних бурових робіт та геологічні умови Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Територіально Україна розташована у південно-західній частині Східноєвропейської платформи [1]. Вона оточена гірськими спорудами, які є частиною Середземноморської альпійської складчастої області. У будові платформи беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку, що утворюють три структурних поверхи: докембрійський, палеозойський та мезокайнозойський.

На платформенній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронежська антекліза; Дніпровсько-Донецька западина; Донецька складчаста споруда; Причорноморська, Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи; шельф Чорного та Азовського морів (рис. 1.1). Усі вони характеризуються різною нафтогазоносністю [2].



Рисунок 1.1. Найважливіші геологічні структури України

Західно-Огульцівська площа є східним продовженням Наріжнрянсько-Огульцівсько-Караванівської зони та, згідно існуючого нафтогазогеологічного районування, належить до північно-бортового нафтогазоносного району і приурочена до Юліївсько-Коробчинської зони нафтогазонакопичення.

За переважним розвитком морфогенного типу структур, Наріжнрянсько-Огульцівська зона належить до Юліївсько-Дружелюбівської зони прискидових піднять, утворених дією блокової тектоніки [3].

Район проектних бурових робіт охоплює найбільш перспективну центральну частину північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) зі значною кількістю відкритих родовищ та широким стратиграфічним діапазоном продуктивності від середньо-кам'яновугільних відкладів до докембрійських утворень включно.

Кількість поверхів нафтогазоносності та продуктивних стратиграфічних комплексів залежить від умов осадконакопичення, динаміки формування піднять, їх геоструктурного положення та літофаціального типу, наявності власних генеруючих порід.

Для родовищ Юліївсько-Дружелюбівської зони прискидових піднять взагалі та, зокрема, для Наріжнрянсько-Огульцівсько-Караванівської групи структур, властивий переважно склепінний, тектонічно обмежений тип пасток та поклади пластового і масивно-пластового типу.

За літологічними особливостями розрізу продуктивних комплексів в межах Наріжнрянсько-Огульцівської зони виділено такі поверхи нафтогазоносності:

- Протерозойський, приурочений до кори вивітрювання та розущільнених порід в тілі фундаменту;

- Візейський, що охоплює літологічні пачки нижньовізейського під'ярусу – горизонти В-25-26, та літологічні пачки В-20-21, В-18-19, В-16 верхньовізейського комплексу.

Наріжнрянська площа розташована на межі північної прибортової і бортової зон південно-східної частини ДДЗ. Вперше структура виділена і підготовле-

на до глибокого буріння сейсморозвідувальними (1979 - 1981рр.) і тематичними (1981 - 1987рр.) роботами, в результаті яких були побудовані структурні карти по відбиваючим горизонтам V_{b_2} , V_{v_1} , V_{v_2} . За структурними побудовами Наріжнянська площа являє собою єдиний структурний вал, складений із локальних, генетично пов'язаних між собою структур: Наріжнянської, Роговської, Шилівської, Бурівської і Огульцівської. З півночі вал контролюється протяжним тектонічним порушенням з амплітудою 50 - 100м, яким зрізані північні крила підняття. Розміри підняття – від 1,5х1,5 до 2х3,5 км, його амплітуда коливається в межах від 50,0 до 150,0 м. Відокремлюються підняття одне від одного невеликими міжструктурними свердловинами.

Площа введена в глибоке буріння у 1982 р. В результаті проведених робіт на Наріжнянському, Бурівському та Огульцівському склепіннях свердловинами №№ 1, 5, 13 відповідно, встановлена газоносність башкирських, серпуховських і верхньовізейських відкладів і порід докембрійського фундаменту.



Рисунок 1.2. Оглядова карта району проведення бурових робіт (Західно-Огульцівська перспективна нафтогазоносна площа)

Прийнято також розглядати Наріжнрянсько-Огульцівську територію як зону потенціального промислового нафтогазонакопичення в кристалічному фундаменті північного борту ДДЗ, що може бути пов'язана з: корою вивітрювання та верхньою тріщинуватою зоною в межах виступів та припіднятих блоків в рельєфі фундаменту; зонами тектонічних порушень та пов'язаних з ними лінійних зон тріщинуватості; зонами розущільнених порід в тілі фундаменту, форма, розміри та генезис яких, поки що не вивчені.

Літологічно породи, в основному, представлені рожевими, рожево-сірими та сірими масивними середньо-крупнозернистими гранітами, гранітогнейсами, гранодіоритами, зеленувато-сірими кристалічними сланцями з багато численними прожилками та вкрапленнями піриту. У гранітах розвинуті продукти вторинного мінералоутворення, які представлені тонколускоподібним серицитом, дрібно призматичним епідотом, хлоритом, гідрослюдою і карбонатом. Верхня частина розрізу гранітів має видозмінений вигляд і представляє кору вивітрювання фундаменту. Остання складена зміненими гранітоїдними породами з інтенсивною серицитизацією плагіоклазів і калієвих шпатів, хлоритизацією біотиту [4].

Слід зазначити, що внаслідок тектонічних процесів, тріщинуватості та вторинної зміни порід гідротермальними процесами, які пов'язані з виносом мінеральної речовини (кавернозність), в тілі фундаменту, на різних глибинах від його поверхні, утворюються зони розущільнених порід, до яких на Хухрянській і Юліївській площах віднесені поклади вуглеводнів промислового значення. На Гутській та Безлюдівській площах з аналогічних зон отримані значні притоки пластової води із розчиненим газом.

За даними геолого-геофізичних досліджень проникливі різності в породах фундаменту встановлені у свердловинах №№ 13, 12, 18 Огульцівського родовища, які належать до кори вивітрювання і відносяться до зон субгоризонтального розущільнення кристалічних порід фундаменту. У свердловинах № 13 та № 12 розкриті газонасичені інтервали, а у свердловині № 18 – водонасичені.

На основі геолого-геофізичних матеріалів до випробування в експлуатаційній колоні – в корі вивітрювання кристалічного фундаменту – у свердловині № 13 був рекомендований газонасичений пласт гранітогнейсів.

У свердловині № 12 в інтервалі 4046,4 - 4054,0 м, в породах кристалічного фундаменту розкритий пласт газонасиченого колектора. За результатами заключення комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС), пористість його складає 6%, ефективна товщина – 1 м, коефіцієнт нафтогазонасичення – 50%.

Водоносні розущільнені різності порід кристалічного фундаменту розкриті у розрізі свердловини № 18.

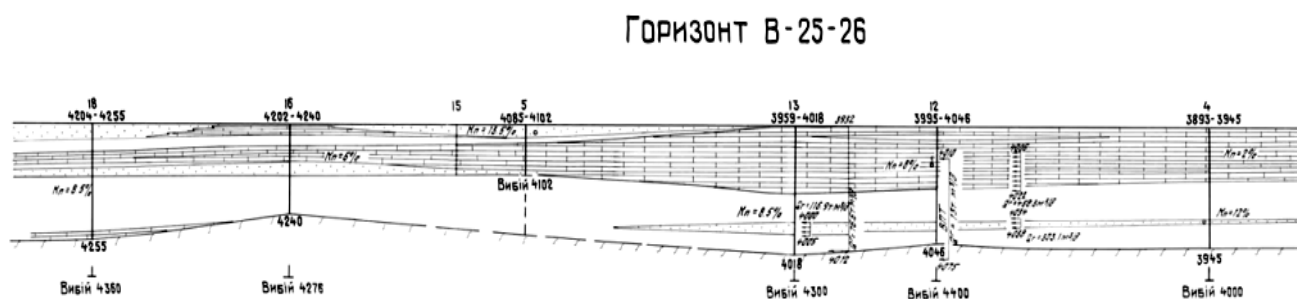


Рисунок 1.3. Схема графічних побудов палеопроділів Західно-Огульцівської перспективної нафтогазонасної площі

Відклади горизонту В-25-26 літологічно утворені пачкою вапняково-глинистих порід з незначними по товщині прошарками пісковиків, що безпосередньо залягають на породах фундаменту. Загальна товщина горизонту змінюється від 34м (св. № 16) до 59 м (св. №13), в свердловині № 5 горизонт розкритий неповністю (14 м). Збільшені та зменшені значення товщини відкладів, скоріше всього, пов'язані з активністю блоків фундаменту. Вапняки горизонту темно-сірі, дрібно- і тонкозернисті, органогенно-детритові і глинисті, іноді з тонкою горизонтальною слоїстістю і дзеркалами сковзання, з багаточисленними перекристалізованим раковинним детритом (криноїдеї, остракоди, форамініфери, водорості), з домішками глинистих речовин й з розсіяним в них піритом та вуглефікованим детритом. Наявність в розрізі горизонту вапнякових і глинистих порід свідчить про тривалий морський режим седиментації.

Згідно графічних побудов палеопрофілів (рис. 1.3), форма залягання потужних карбонатних відкладів, розкритих у верхній частині горизонту В-25-26, пластова, товщина їх досягає 30 м.

Теригенні відклади, менш потужні за товщиною до 10 м, розкриті у верхній та нижній частині розрізу. Форма залягання їх лінзовидно-пластова. Кількість прошарків не перевершує двох. Генезис їх – прибережно-морський.

За результатами промислово-геофізичних досліджень у розрізі горизонту виділяються проникливі вапнякові утворення, що являються результатом розвитку процесу тріщинуватості в цих породах.

Продуктивні газонасичені колектори на Західно-Огульцівській площі розкриті у розрізах свердловин № 12 та № 13. В свердловині № 12 в інтервалах 4006 - 4022 м та 4034 - 4037,6 м, за результатами заключення ГДС, розкриті газонасичені карбонатні відклади (доломіти) ефективною товщиною 6 м, пористістю 6 - 8%, коефіцієнтом газонасиченості 60 - 86%. В свердловині № 13 газонасичені карбонатні колектори розкриті в інтервалі 4000,4 - 4005,2 м. За заключенням ГДС, ефективна товщина складає 0,6 м, пористість – 8,5%, коефіцієнт газонасиченості – 80%.

У свердловинах № 5 та № 18 розкриті водонасичені карбонатні колектори. За результатами заключення ГДС найкращими колекторськими властивостями характеризуються тріщинуваті водоносні вапняки (пористість 13 - 19%) у свердловинах № 5 та № 18, крім того, газонасичені карбонатні породи розкриті у свердловинах № 13 та № 12 мають максимальну пористість 13 - 14%. В інших свердловинах, а саме у №№ 14, 16, 7 розкриті ущільнені низькопористі карбонатні відклади.

Фільтраційно-ємкісні властивості порід, визначені лабораторними методами, складають від 0,2 до 4,0 %, газопроникність 0 - $1,65 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність 0,4 - 94,6%.

Для визначення просторового розповсюдження порід-колекторів на Західно-Огульцівській площі були побудовані карти ефективної товщини й пористості горизонту В-25-26 та палеопрофілі. Згідно графічних побудов, загальна

товщина теригенно-карбонатних порід змінюється від 18,0 м (св. № 16, № 18) до 30,3 м (св. № 13), збільшуючись в південно-східному напрямку (рис. 1.4).

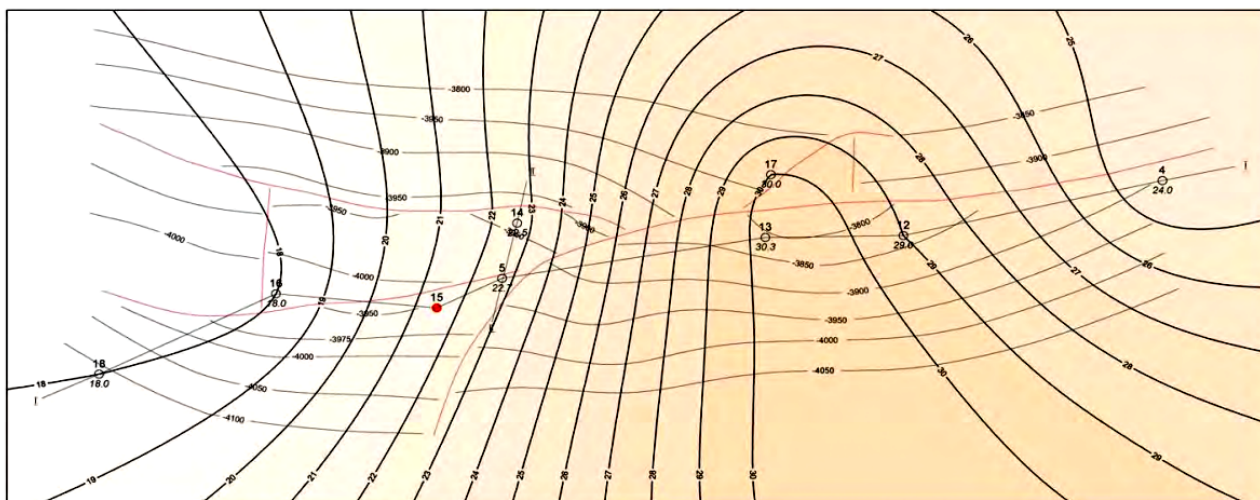


Рисунок 1.4. Схема палеофілів Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі для визначення товщини теригенно-карбонатних порід

Загальна товщина карбонатних колекторів пропорційна ефективній і змінюється від нульових значень (розріз у свердловинах № 16, № 14 та № 17 складений ущільненими відкладами) до 4 м (св. № 12). Згідно заключення ГДС, змінюється і пористість, повторюючи ізопахіти ефективної товщини, змінюючись від 6% (св. № 16, № 14, № 17) до 12% (св. № 18).

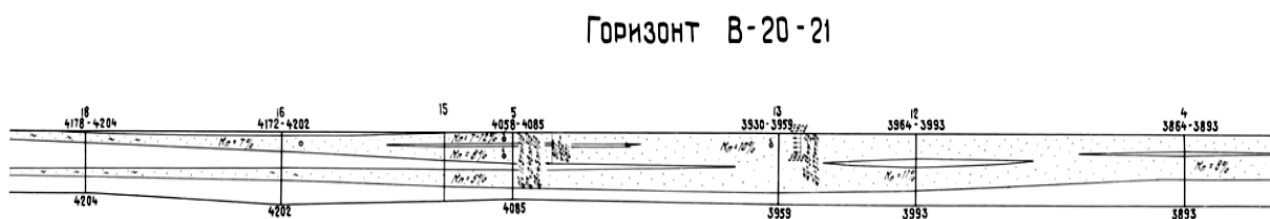


Рисунок 1.5. Палеофілія горизонту В-20-21 Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Горизонт В-20-21 літологічно утворений аргілітовою пачкою із лінзами алевропіщаних порід та незначними прошарками вапняків. Товщина теригенних пластів коливається від 4,8 м (св. № 18) до потужних 20-ти м (св. №№ 13, 12). Кількість їх у розрізах розкритих свердловинами, коливається від двох до трьох. Пісковики добре корелюються від свердловини до свердловини, мають

пластову форму залягання, що характерно для покривного характеру розповсюдження (рис. 1.5).

Загальна товщина горизонту В-20-21 у розрізах пробурених свердловин на Західно-Огульцівській площі складає від 26 м (св. № 18) до 35 м (св. № 14). Колекторами являється газонасичені та водоносні пісковики. Газонасичені різності розкриті у розрізах свердловин №№ 12, 13, 5; водоносні – у свердловині № 14. У свердловині №14 та в інших свердловинах Огульцівської площі (№№ 16, 17, 18) розкриті ущільнені заглинизовані теригенні відклади.

Згідно петрографічного опису, газонасичені та водоносні пласти пісковиків представлені світло-сірими дрібнозернистими та середньо дрібнозернистими породами, за складом кварцові, із карбонатно-глинистим цементом. Кластичний матеріал середньо- і добре- відсортований.

За результатами заключення ГДС у свердловині № 12, в інтервалі глибин 3964,4 - 3982,0, розкриті три пласти газонасичених пісковиків товщиною 3,6 - 4,0 м. Загальна ефективна товщина їх 5,6 м, коефіцієнт пористості складає 10 - 12%, коефіцієнт газонафтонасиченості – 71 - 82%.

У свердловині № 13 в інтервалі 3928,8 - 3947,2 м також розкрито три пласти газонасичених колекторів товщиною від 3,2 м до 5,2 м, загальна ефективна товщина яких складає 4,8 м, пористість 7 - 10%, коефіцієнт нафтогазонасиченості 60 - 69%. Продуктивність горизонту встановлена у свердловинах № 5, № 13, де отримані промислові притоки. Згідно графічних побудов карти загальної товщини теригенних порід, загальна товщина пісковиків змінюється від 7,0 м (св. № 18) до 20 м (св. № 5 та № 17), збільшуючись із заходу і сходу в північному напрямку. Така ж тенденція спостерігається і для ефективної товщини, яка збільшується з заходу і сходу відповідно від 0 - 2 м до 6 м (св. № 5). Але максимум спостерігається на свердловинах №№ 12, 13, 5, який прямує до центральної південної частини Західно-Огульцівської структури. Ізогіпси пористості повторюють ефективну товщину і змінюються від 6% (св. № 18) до 12% (св. № 14) (рис. 1.6).

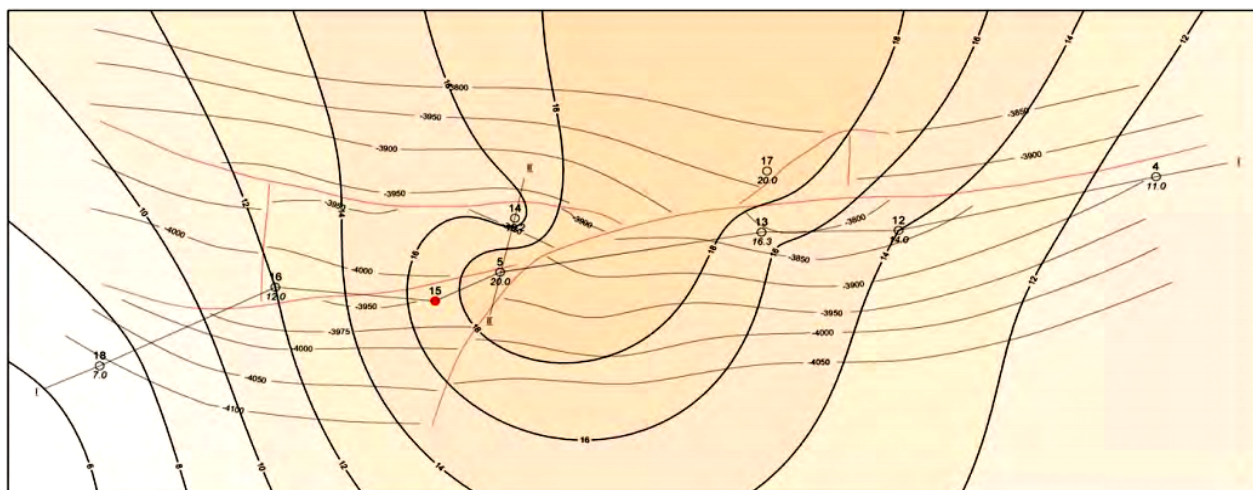


Рисунок 1.6. Карта загальної товщини теригенних порід Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Фільтраційно-ємкісні властивості зразків керну пісковиків, досліджених в лабораторії, змінюються в широкому діапазоні, від 0,2% до 15,3%, газопроникність – від 0 до $35,00 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Загальна товщина горизонту В-18-19 на Огульцівському родовищі змінюється від 28,0 м (св. № 5) до 42,0 м (св. № 18). Літологічно горизонт утворений нашаруванням теригенно-глинистих порід з прошарками вапняків.

ГОРИЗОНТ В-18-19

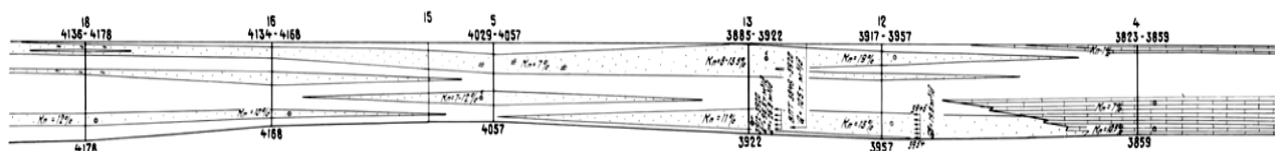


Рисунок 1.7. Палеопробіль горизонту В-18-19 Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Згідно графічних побудов палеопробілів (рис. 1.7) товщина прошарків пісковиків змінюється від 2 - 3-х метрів (св. №№ 18, 12) до потужних 15-ти метрів (св. № 13). Кількість їх у розкритих розрізах свердловин не перевищує трьох. Форма залягання їх лінзовидно-пластова та лінзовидна. За генезисом відклади відносяться до прибережно-морського режиму седиментації. На захід від Огульцівської площі у свердловині № 4 розріз складений ущільненими кар-

бонатними відкладами. Пісковики горизонту дрібнозернисті, кварцові, з карбонатно-гідрослюдистим цементом. Темно-сірі, слабослюдисті, середньо-цементовані, з рідкими уламками мілких брахіопод, з тонкогоризонтальною слоїстістю. Під мікроскопом структура алевропсамітова (уламки складають 30 - 36%), текстура лінзовидно-хвиляста, шарувата. Уламки середньовідсортовані, напівобкатані, напівкутуваті. Склад кварцовий; акцесорний циркон, пірит. Цемент (20 - 38%) нерівномірно поровий, базально-поровий та базальний, карбонатно-гідрослюдистий з розсіяним по ньому піритом і вуглистим детритом. Колекторами являються водо- та газонасичені різності теригенних порід, зрідка вапняки. Газонасичені відклади розкриті у розрізах свердловин №№ 12, 13, 14, водонасичені – №№ 16, 17, 18. У розрізі свердловини № 5 колектора заміщуються глинистими ущільненими породами. За результатами заключення ГДС, пористість газонасичених колекторів у свердловинах №№ 12, 13, 14 досить висока і коливається від 10,5% до 19% (св. № 12), коефіцієнт нафтонасиченості – від 50% (св. № 12) до 91% (св. №13).

Лабораторними дослідженнями були охоплені зразки керну, підняті зі свердловин №№ 12, 14, 18. За їх результатами фільтраційно-ємкісні властивості зразків також високі. Відкрита пористість пісковиків складає від 11,7% до 14,4%, газопроникність – $7,45 - 40,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність – 0,4 - 16,4%. Загальна товщина карбонатно-теригенних порід поступово збільшується із заходу на схід від 9,0 м (св. № 18) до 18,0 м (св. № 13). Прониклива товщина колекторів змінюється від 2,5 м до 10 м. Максимальні значення, більше 8 м, розкриті свердловинами № 13 та № 12 на південно-східній частині структури. За результатами заключення ГДС, пористість колекторів горизонту В-18-19 складає 11 - 13%.

Літологічно горизонт В-16 утворений, переважно, карбонатними породами з прошарками глинистих та незначною кількістю пісковиків. Карбонатні тіла потужні за товщиною. Загальна товщина їх досягає 40 м. Форма залягання їх масивно-пластова, що характерно для глибоководно-морського басейну седиментації. Незначні за товщиною до 4-х метрів прошарки пісковиків розкриті

свердловинами № 13 та № 4 Караванівською в нижній частині розрізу. Форма залягання теригенних порід лінзовидно-пластова. За результатами дослідження ГДС колекторами являються як карбонатні породи – вапняки, так і теригенні – пісковики. Як і в попередньо описаних розрізах свердловин газонасичені інтервали розкриті свердловинами № 12 та № 13, водоносні – свердловинами №№ 5, 14, 16, 17, у свердловині № 18 колектора заміщені глинистими ущільненими породами. Згідно опису керну пісковики горизонту сірі до світло-сірих, інколи буруваті та коричнюваті від плівок та примазок вуглеводнів, різнозерністі, за складом кварцові з незначними домішками польових шпатів, уламками порід. Цемент полімінеральний, вапняковий та глинистий, з включенням вуглистою детриту та піриту. Акцесорні – циркон, турмалін. Генетично відклади горизонту відносяться до прибережних фацій мілкого моря. У розрізі свердловини № 13 розкрито два пласти продуктивного пісковика в інтервалі 3876,4 - 3878,8 м та 3879,6 - 3881,2 м загальною ефективною товщиною 1 м, пористістю 8,0 - 10%, коефіцієнтом нафтонасиченості 82 - 91%. У свердловині № 12, за результатами заключення ГДС, розкрито чотири газонасичених інтервали карбонатних відкладів – вапняків, товщиною від 1,6 до 4,4 м. Загальна ефективна товщина їх складає 5,2 м, пористість 7 - 12%, коефіцієнт нафтогазонасиченості – 72 - 78%. За результатами заключення ГДС товщина водоносних пластів складає від 1,6 м (св. № 17) до 3,2 м (св. № 14). Пористість водонасичених відкладів змінюється від 7% (св. № 16) до 11 м (св. № 17). Горизонт В-16 опошукований керном у свердловинах №№ 14, 17. У свердловині № 17 охарактеризовані зразки керну мають високі фільтраційно-ємкісні властивості, відкрита їх пористість складає 7,6 - 12,6%, газопроникність – $0,8 - 171,21 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Зі свердловини №14 підняті зразки керну ущільнених глинистих порід. Погіршення колекторських властивостей порід може бути пов'язане з ущільненням та структурними змінами уламкових порід. За результатами графічних побудов карт колекторів горизонту В-16 (рис. 1.8) загальна товщина теригенно-карбонатних порід змінюється від 30,2 м (св. № 5) до 38 м (св. № 13, № 12), збільшуючись з півдня на північний схід. Максимальні значення товщин теригенно-карбонатних порід від-

несені до склепінних частин прискидових піднять, утворених дією блокової тектоніки. Навпаки, ефективна товщина збільшується з північного заходу на південний схід від нульових значень (св. № 18) до 6,0 м (св. № 5).

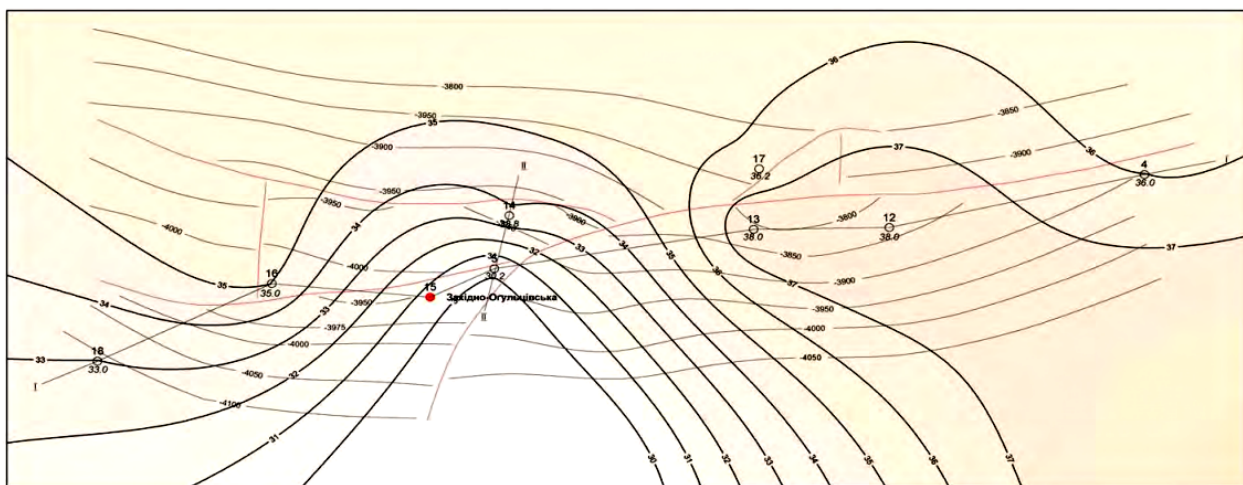


Рисунок 1.8. Карта загальної товщини теригенних порід горизонту В-16 Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Серпухівські відклади горизонту С-9, який залягає в нижній частині верхньосерпухівського під'ярусу, представлені трьома пластами пісковиків в покрівельній частині горизонту та глинистою товщею в підосві. Товщина піщаних тіл, за результатами заключення ГДС, коливається в межах від 1,6 м (св. № 5, № 17) до 4,2 м (св. № 5). Загальна товщина пластів у розрізах розкритих свердловин складає від 7,2 м (св. № 17) до 10,6 м (св. № 12) (рис.1.9).

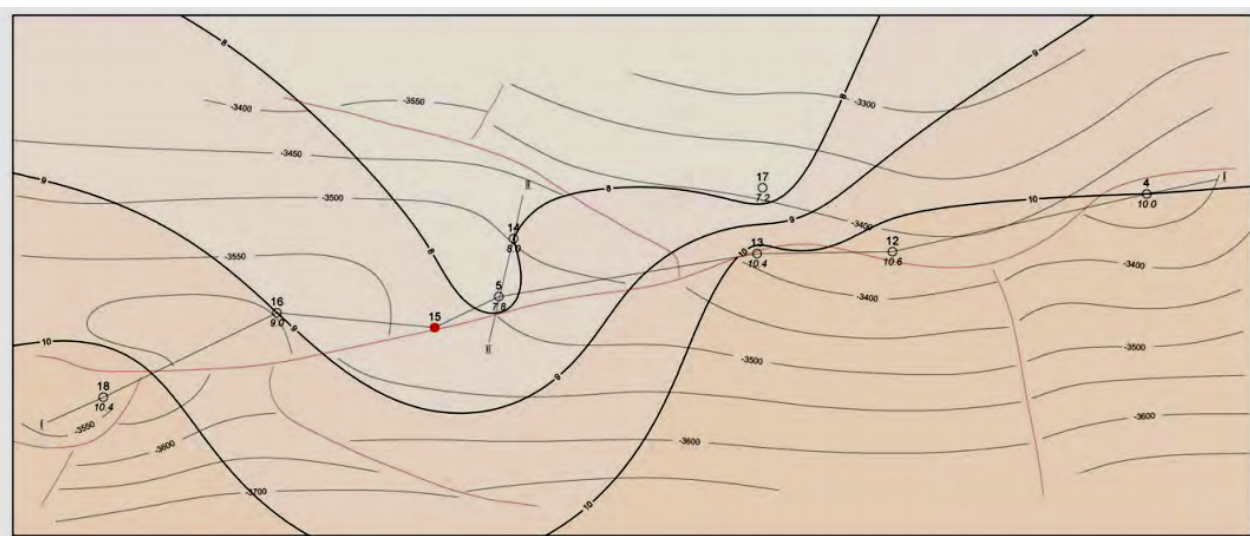


Рисунок 1.9. Карта загальної товщини теригенних порід серпухівських відкладів горизонту С-9 Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Для вивчення осадконакопичення, морфології та генезису теригенних порід були побудовані полепрофілі, згідно яких, форма залягання теригенних порід – пластова та лінзовидно-пластова. За генезисом відклади належать до мілководно-морських. За результатами заключення ГДС, колекторами являються пласти пісковиків, що залягають в покрівельній частині розрізу. Газонасичені колектори розкриті у свердловинах №№ 18, 5, 14, а водоносний – у свердловинах № 18, № 12. В свердловинах №№ 16, 13, 17 та № 4 – Караванівська, відсутні проникливі пісковики, а розріз складений ущільненими породами. Згідно побудов карт-колекторів (рис. 1.10), ефективна товщина теригенних порід змінюється від 1 м (св. № 12, № 17) до 3,6 м (св. № 18), закономірно збільшуючись з північного заходу на південь.

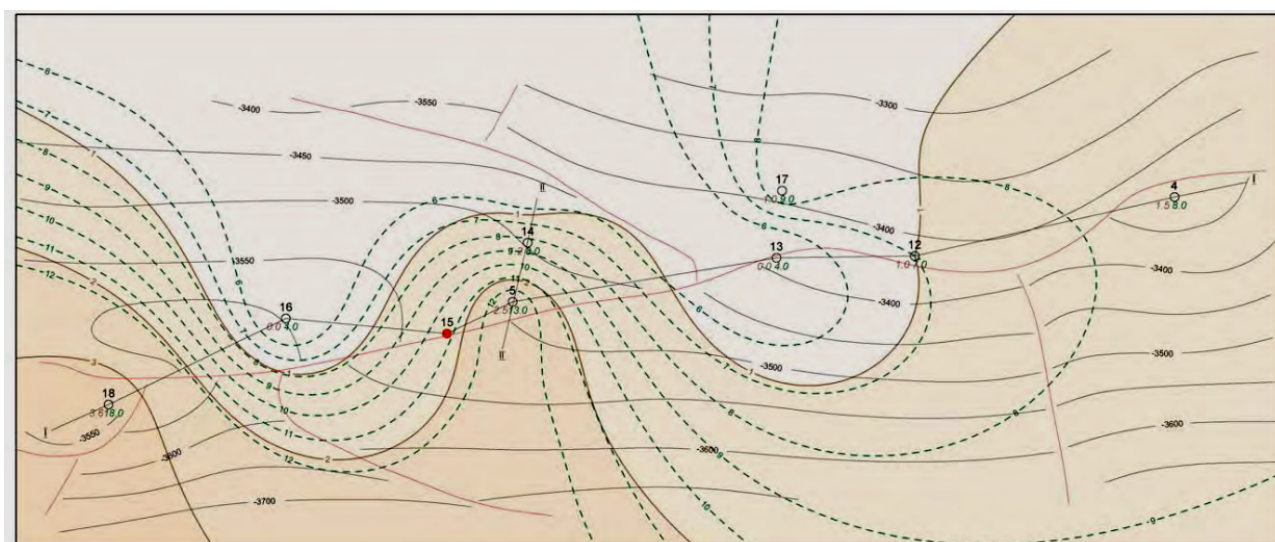


Рисунок 1.10. Карта ефективної товщини та пористості теригенних порід серпухівських відкладів горизонту С-9 Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

Пористість змінюється в широких межах: від 4% (ущільненні відклади св. № 16 і № 13) до 18% (св. № 18 – водоносні пісковики). Побудови карт колекторів ефективної товщини свідчать про синхронність ізопакіт ефективної товщини та ізогіпс пористості, величини яких збільшуються з північного заходу на південь. В результаті буріння свердловини № 5 на Бурівському піднятті встановлена газонасиченість серпухівських відкладів (горизонт С-9), крім раніше виявлених візейських. Також свердловиною № 18 розкритий газонасичений піщаний

прошарок, ефективна товщина якого складає – 1,6 м, пористість – 16%. У свердловині № 14 керном охарактеризовані зразки порід, що підняті з інтервалу 3640 - 3658 м. За літологічним описом це сірі, дрібнозернисті, слюдисті, ущільнені різності порід пористістю 3,5 - 8,2%, проникністю $0 - 1,35 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатністю 10,0 - 10,7%. Зі свердловини № 16 підняті зразки керну представлені ущільненими відкладами. В інших свердловинах Огульцівської площі розкриті ущільнені пласти пісковиків. Лише у свердловині № 12, за результатами заключення ГДС, пласт теригенного колектора утворений водонасиченим пісковиком, можливо з залишковим нафтогазонасиченням.

Вище по розрізу, горизонти С-6-7 на Огульцівському родовищі та С-5, утворені водонасиченими пісковиками і в нафтогазоносному відношенні перспектив не мають.

1.2 Відомості про фізико-хімічні властивості вуглеводнів Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі

В межах Огульцівського склепіння (до раніше вивчених) компонентний склад вільних газів вивчався на прикладі свердловин №№ 5, 12 і 13, приурочених до відкладів верхнього та нижнього візе. Горизонт В-16 досліджувався в свердловинах № 5 і № 12. Для вивчених горизонтів характерні вуглеводневі гази метанового типу. Вміст метану коливається від 75,24% до 79,74%. Гомологи метану складають 12,74 - 18,99%. Горизонт В-19-21, розкритий свердловиною № 5, газ по складу вуглеводнів дуже схожий з вищеописаним, густина – $0,664 \text{ кг/м}^3$, вміст метану – 84,98%. Із неуглеводневих складових присутні диоксид вуглецю, азот та гелій. Свердловиною № 12 розкриті горизонти В-20-21, В-25-26, гази яких за компонентним складом дуже схожі між собою: вміст вуглеводнів складає 97 - 98%. Із неуглеводневих компонентів треба відмітити підвищений вміст гелію (0,082 - 0,089%) [5].

В межах склепіння газоконденсатні поклади розкриті в свердловині № 13 і приурочені до відкладів верхнього та нижнього візе. Горизонти В-16-18, В-19,

В-20 досліджувались разом в інтервалах випробування 3876 - 3900 м; 3912 - 3921 м; 3928 - 3939 м. Високі дебіти газу забезпечили необхідну швидкість виносу газоконденсатного потоку на поверхню і проведення промислових досліджень з додержанням вимог діючих інструкцій, що дозволило отримати достовірні результати, які розповсюджуються на кожний із вищезгаданих горизонтів. Даний газоконденсатний поклад характеризується задовільними колекторськими властивостями, порівняно невисоким вмістом пентанів (сухий газ складає 108,8 г/м³). Для даного покладу характерний підвищений вміст етан-пропан-бутанової фракції (8,32%) і гелію (0,07%).

Особливий інтерес викликає пластова система, пов'язана з кристалічним фундаментом св. № 13 із інтервалу 4020 - 4041 м, де отримані промислові прийоми газоконденсатної суміші з дебітом газу 222,3 тис. м³/добу. Поклад відзначається високою продуктивною характеристикою і колекторськими властивостями, де була отримана газоконденсатна система. В той же час, для розглядуваної газоконденсатна система, характерний підвищений вміст етан-пропан-бутанової фракції (9,15%) і гелію (0,07%).

Газоконденсатний поклад гор. В-19-20-21 відрізняється суттєво від вищеприписаного, де отримана двофазна газорідина система, вміст рідких вуглеводнів складає 602,4 г/м³, одночасно зростає кількість проміжних вуглеводнів в газі – 12,67% [6].

Газові конденсати є складовою частиною пластових газоконденсатних систем, і представляють особливий інтерес, так як поряд з нафтами можуть служити джерелом отримання моторних палив та використовуватись в народному господарстві як нафтохімічна сировина [7].

В межах Огульцівського склепіння конденсати вивчалися в св. № 5 (гор. В-16-19; В-9-21), та в св. № 13 (гор. В-16-18, В-19-20; В-19-20-21 № В-25-26 + РС і РС). Конденсат, отриманий із гор. В-16-18, В-19, В-20, достатньо важкий, його густина досягає 796,2 кг/м³, молекулярна маса 136,3, а вміст бензинової фракції не перебільшує 59%. В їх складі значна кількість смолистих речовин 1,45% і твердих парафінів – 1,53%. Пластова система даного покладу (інтервал

перфорації 3876 - 3900 м, 3912 - 3920 м, 3928 - 3939 м) є однофазною газоконденсатною. Але тут просліджується вплив нафти, тим більше, що при дослідженні нижніх інтервалів, досліджуваних раніше без дострілу верхньої частини (3876 - 3900 м) була отримана газоконденсатонафтова суміш, що безумовно вплинуло на властивості конденсату. По вмісту основних груп вуглеводнів конденсат відноситься до метано-нафтового типу, з високим вмістом ароматичних сполук 22,6%. Конденсат, пов'язаний з породами кристалічного фундаменту (інт. 4041 - 4020 м) – це типовий конденсат з густиною 771,5 г/см³, вміщуючий 69% бензинової фракції, 0,27% смолисто-асфальтенових сполук і невеликий вміст твердих парафінів – 0,31%. По вмісту основних груп вуглеводнів конденсат відноситься до метано-нафтового типу. Виняток складає поклад гор. В-19-20-21, де в процесі промислових досліджень отримана двохфазна вуглеводнева система. При цьому властивості рідкої фази наближаються до властивостей нафти. Так, густина досягає 820,9 кг/м³, молекулярна маса 169,7, вміст бензинової фракції всього 41%. В склад рідких вуглеводнів входить 0,55% асфальтенів і 2,06% смол. Все це дозволяє припустити, що в межах даного горизонту присутня нафта.

1.3 Особливості спорудження свердловин в умовах Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносною площі

Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ (ГРР) складаються з трьох послідовних етапів – регіонального (прогнозування), пошукового і розвідувального, кожен з яких поділяють на дві стадії [4].

Методика пошукового буріння – це сукупність принципів його проведення, систем пошуків, розбурювання, схем розміщення свердловин, їхньої кількості і послідовності буріння, а також порядку випробування перспективних горизонтів.

Основними факторами, які визначають методику пошукового буріння, є: а) геологічні умови; б) ступінь геологічної вивченості нафтогазоносної зони і положення в ній пошукового об'єкта.

Західно-Огульцівська площа розташована на північному борту ДДЗ в межах північного гідрогеологічного району і входить до Наріжнрянсько-Огульцівської структурно-тектонічної зони. За характером розповсюдження основних типів вод, їх мінералізації та гідродинамічних умов, в розрізі осадового комплексу порід виділяють дві гідродинамічні зони – зона активного та зона сповільненого водообміну, розділених між собою юрською глинистою товщею. Верхній гідрогеологічний поверх (зона активного водообміну) вміщує кайнозойський та крейдовий водоносні комплекси, які різко відрізняються від пластових вод нижнього гідрогеологічного поверху (зона сповільненого водообміну) як за хімічним складом, так і за гідродинамічними властивостями, що обумовлено їхнім активним взаємозв'язком з денною поверхнею [8].

Водоносний комплекс кайнозойських відкладів приурочений до пісків та пісковиків палеогену, неогену і антропогену, містять прісні води в основному гідрокарбонатно-натрієвого складу з мінералізацією 0,8 - 1,5 г/л. Води цього комплексу мають напірний або слабонапірний характер. Статичні рівні встановлюються на глибинах від декількох до 25 метрів від гирла свердловин. Дебіти змінюються в межах 3 - 25 м³/год при динамічних рівнях 20 - 45 м. Завдяки неглибокому заляганням та значній водозбагаченості, ці води широко використовуються в народному господарстві в цілях водопостачання.

Крейдовий водоносний комплекс пов'язаний з різнозернистими пісками сеноман-альбських відкладів, які перекриті водотривкою товщею мергельно-крейдових порід верхньої крейди. Водоносний горизонт напірний. П'єзометричні рівні встановлюються на глибинах 55 - 100 м. Дебіти свердловин змінюються в межах від 15 до 45 м³/год. За хімічним складом води відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією до 0,8 г/л. Використовується цей водоносний горизонт в народному господарстві для водопостачання різних об'єктів.

Підземні води юрських відкладів приурочені до пісковиків та тріщинуватих вапняків. Характеризується цей водоносний комплекс значною водозбагаченістю на територіях неглибокого їх залягання. В свердловині № 17 Огульцівської площі при випробуванні інтервалу 1288 - 1300 м (J_2) отримано приплив пластової води дебітом 561 м³/добу. За хімічним складом води відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 8-10 г/л.

В процесі геологічного розвитку ДДЗ склались умови для існування високої закритості надр, що призвело до зберігання на більшій території басейну зони сповільненого водообміну (тріасовий, пермський, кам'яновугільний водоносні комплекси). Водовмісними породами в тріасі являються різнозернисті пісковики та кавернозні вапняки. Води високонапірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 60 - 130 м від гирла свердловин. За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 75 - 140 г/л.

В пермській товщі водовмісними являються колектори піщано-алевролітових утворень. Води високонапірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 320 - 330 м. Дебіти сягають 20 м³/добу при динамічних рівнях до 700 м. Води представлені висококонцентрованими хлоркальцієвими розсолами з мінералізацією до 320 г/л.

Водоносний горизонт верхнього карбону на досліджуваній території не вивчався. За даними інших площ цей водоносний горизонт характеризується як малодебітний, мінералізація вод складає 150-160 г/л. Вміст мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням. Газонасиченість вод незначна – 410 см³/л, величина пружності водорозчинених газів низька. Все це підтверджує висновок про безперспективність верхньокам'яновугільного комплексу щодо нафтогазонасності.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс приурочений до відкладів башкирського та московського ярусів. Водовмісними являються пласти пісковиків, які чергуються з глинистими породами. Вивчався цей водоносний комплекс в свердловині № 17 Огульцівської площі в інтервалі 2698 - 2704 м, гор. М-6-7 за допомогою випробувача пластів, та на сусідньому Юліївському

родовищі при випробуванні в колоні свердловини № 1 (інт. 2939 - 2937 м, 2937 - 2915 м, гор. Б-12) та № 2 (інт. 2995 - 3021 м, гор. Б-12). За хімічним складом води відносяться до високомінералізованих, високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод сягає 212 г/л. Ступінь метаморфізації 0,69 - 0,74. Водозбагаченість водоносного комплексу в межах контуру газоносності характеризується незначними притоками пластових вод. Так в св. № 2 Юліївського родовища (інт. 2995 - 3021 м, гор. Б-12) при статичному рівні 875 м отримано пластову воду дебітом 1,1 м³/добу.

Відомості про гідрогеологічні умови у відкладах нижнього карбону отримані в результаті дослідження свердловин №№ 2, 5, 6, 9, 16, 17, 18 Наріжнрянської, № 11 Юліївської площ.

Пластові води серпуховських відкладів відносяться до хлоркальцієвих розсолів з мінералізацією від 115 г/л (св. № 2 Наріжнрянська, інт. 3643 - 3537 м, гор. С-2) до 158 г/л (св. № 6, інт. 3480 - 3575 м, гор. С-8-9). Ступінь метаморфізації змінюється в межах 0,70 - 0,77. Вміст мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням для пластових вод північного гідрогеологічного району.

Пластові води верхньовізейських відкладів за своїми хіміко-фізичними характеристиками мало відрізняються від пластових вод серпухівських відкладів. Закономірно збільшується з глибиною мінералізація до 213,38 г/л (св. № 2 Наріжнрянська, інт. 4227 - 4190 м, гор. В-22-23), ступінь метаморфізації складає – 0,64-0,73. Особливістю пластових вод верхньовізейських відкладів являється збільшений вміст мікрокомпонентів. Вміст йоду досягає 31,50 мг/л (св. № 16 Наріжнрянська, інт. 4090 - 4155 м, гор. В-16, В-18-19), що значно перевищує кондиційне значення і підтверджує наявність продуктивних горизонтів. Дебіти вод змінюються в межах від 2,45 м³/добу (св. № 5, гор. В-21) до 34,2 м³/добу (св. № 2, гор. В-22-23). Статичний рівень - 374 м зафіксований в св. № 2 Наріжнрянська. Пробу пластової води, представлену розсолом хлоркальцієвого типу з мінералізацією 191,9 г/л отримали при дослідженні нижньовізейських відкладів (гор. В-26) в свердловині № 11 Юліївська. Вода безсульфатна, коефіцієнт метаморфізації складає 0,49.

Пластову воду дебітом 1,15 м³/добу із порід кристалічного фундаменту отримано в свердловині № 3 Юліївська. За своїм хімічним складом та фізичними властивостями пластові води, отримані з фундаменту, практично не відрізняються від вищезалігаючого візейського горизонту. Мінералізація вод коливається в межах 142,6 - 234,1 г/л, коефіцієнт метаморфізації складає 0,40. Води практично безсульфатні.

Термобаричні умови Західно-Огульцівської площі охарактеризовані за результатами вивчення матеріалів, одержаних в процесі буріння та випробування продуктивних горизонтів в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 6, 9 Наріжнянського та св. №№ 5, 12, 13, 14, 17, 18 Огульцівського блоку Наріжнянського родовища. Випробувачем пластів на трубах (ВПТ) в процесі буріння свердловин №№ 1, 2, 3, 6, 9 та дослідженнями в колоні св. № 14 випробувано горизонти Б-10, Б-12 башкирського ярусу середнього карбону. Величини пластового тиску становили 35,0 МПа на глибині 3408 м в св. 2, що відповідає мінімальному градієнту тиску 0,0103 МПа/м в цих відкладах, та 36,0 МПа на глибині 3285 м в св. 3, що відповідає максимальному градієнту 0,0110 МПа/м в цих відкладах.

Випробування горизонтів С-4-5, С-5-6, С-6-7 верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону проводились за допомогою ВПТ в процесі буріння в св. №№ 2, 6, 9, 14 та в колоні св. № 1. Величини пластового тиску змінюються від 36,58 МПа на глибині 3518,5 м в св. № 1 до 39,40 МПа на глибині 3582 м в св. № 14, що відповідає градієнтам пластового тиску 0,0104 - 0,0110 МПа/м.

При випробуванні ВПТ горизонтів В-16, В-18-19, В-19-20 та В-20-21 верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону в інтервалі глибин 3883 - 4185 м в св. №№ 5, 12, 13, 14, 17 та в колоні св. № 2 пластовий тиск змінюється від 41,50 МПа до 42,60 МПа, що відповідає градієнтам пластового тиску 0,0103 - 0,0106 МПа/м.

При випробуванні горизонту В-25-26 нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону за допомогою випробувача пластів на трубах в св. №№ 3, 9, 12 та в колоні св. № 13 були проведені виміри пластового тиску. Отримані градієнти пластового тиску змінюються в межах від 0,0099 до 0,0106 МПа/м. При дослі-

дженні інтервалу 4030,5 - 4353 м, що відповідає за віком породам протерозою в св. №№ 12, 14, 13, 18, вимірний пластовий тиск змінюється в межах 41,70 МПа на глибині 4207 м та 47,80 МПа на глибині 4353 м (св. № 12).

Буріння свердловин на досліджуваній площі здійснювалось з використанням промивальної рідини густиною 1220-1260 кг/м³. Ускладнень, пов'язаних з газопроявами та поглинаннями бурового розчину не спостерігалось. Аналіз результатів вимірів показує, що розподіл пластових тисків по Наріжнянському родовищу підпорядковується гідростатичному закону. Одним з визначаючих факторів у формуванні баричних умов родовища є його розташування в північній бортовій зоні ДДЗ в межах північного крайового розлому, тобто в полі впливу тектонічних напруг. Величини пластових тисків, в основному, відповідають розрахунковому гідростатичному тиску, що для північної зони ДДЗ описується рівнянням регресії $P = 0,0111138 \cdot H - 0,7397$, але відрізняються дещо заниженими значеннями.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносною площі

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Категорія		Граденти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-280	Пісок, глина	I	I	0,0102	0,138	Обвали
280-1000	Глина, галечник, аргіліт	II	III	0,0136	0,0164	Обвали
1000-1700	Алевроліт, аргіліт, вапняк	III	II	0,0144	0,0176	Поглинання
1700-3000	Аргіліт, кам'яна сіль, вапняк	IV	IV	0,0126	0,0156	Осипи
3000-3700	Аргіліт, алевроліт, пісковик	V	IV	0,0145	0,0170	Поглинання
3700-4200	Пісковики, доломіти	VI	IV	0,0160	0,0190	Зона нафтогазопроявлень

На площі передбачається пошукове та розвідувальне буріння. Кількість

свердловин: 8. Призначення свердловин: для пошуків нафти і газу у відкладах нижнього карбону та верхнього девону, у серпухівсько-верхньодевонських відкладах, у візейсько-верхньодевонських відкладах, у породах кристалічного фундаменту. Профіль свердловин: вертикальний.

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 Західно-Огульцівській перспективній нафтогазоносній площі наведена в табл. 1.1.

На площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних свердловин. Свердловини бурилися за триколонною конструкцією при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140. З даних про глибини установлення башмаків обсадних колон видно, що в усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, першою проміжною колоною перекривали мезозойські і московські відклади, другою – відклади нижнього карбону з гідростатичними і підвищеними пластовими тисками, експлуатаційною – проектні горизонти з аномально високим пластовим тиском.

Проводку свердловин під кондуктор, першу і другу проміжні колони здійснювали в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і турбінним способами або їх комбінацією.

Для буріння застосовували такі бурові розчини: під кондуктор – глинистий густиною 1120 - 1200 кг/м³; під технічну колону – гуматно-акриловий розчин густиною: 1160 - 1220 кг/м³ до глибини 2500 м, 1240 - 1280 кг/м³ до глибини 4000 м, 1280 - 1450 кг/м³ до глибини близько 4100 - 4380 м, під експлуатаційну колону – висококальцієвий, калієвий бурові розчини, які обважнювали баритом, гематитом до густини у верхній частині зони АВПТ – 1700 - 1750 кг/м³, у привибійній зоні до 1960 - 1900 кг/м³.

Серед ускладнень спостерігалися незначні поглинання, в основному у верхньому водоносному розрізі включно з московськими відкладами; затяжки, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у во-

доносних горизонтах або осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу.

Найважчими з ускладнень буж газопрояви в зоні АВПТ, які спостерігалися в усіх свердловинах.

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

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

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

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

Сама верхня частина проектного розрізу складена переважно м'якими за буримістю кайнозойськими і крейдовими породами. Пласти пісків і пісковиків вміщують питну воду, яка з бучацько-канівського водоносного горизонту використовується в районі для централізованого водопостачання.

Окремі прошарки цих порід у зв'язку з дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву можуть інтенсивно поглинати буровий розчин малої густини з об-

валами верхніх пластів. Через використання підземної води для водопостачання і з метою попередження поглинань кайнозойські і крейдові відклади ізолюють від нижньої частини розрізу кондуктором.

Нижчезалягаючі водоносні відклади першого інтервалу представлені породами юри, тріасу, московського і башкирського ярусу середнього карбону. Мезозойський комплекс складений пісковиками, алевролітами, вапняками, котрі характеризуються високою проникністю.

За буримістю породи 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.

Комплекс відкладів середнього карбону представлений чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів з окремими пластами вапняків.

За буримістю породи відносяться до груп середньої твердості (глинисті), твердих (піщані) і міцних (карбонатні). Гірські породи тут характеризуються більш високими міцносними параметрами.

Пласти ослаблених високоналірних і тріщинуватих порід юри, тріасу, карбону і верхнього девону регіонально схильні до поглинань бурового розчину густиною більше 1250 - 1280 кг/м³.

При проходці цих відкладів можливі виникнення уступів на контакті м'яких і більш міцних порід, звуження стовбуру, каверноутворення тощо.

За буримістю породи відносяться в основному до груп твердих і міцних (карбонатні).

В нижніх інтервалах знаходиться перспективно продуктивна теригенно-карбонатна товща занурених нижньовізейських, турнейських і верхньодевонських відкладів. За літологічним складом, буримістю, фізико-механічними властивостями породи відрізняються більш високими стадією ущільнення, напружено-деформованим станом.

При проходці продуктивних відкладів можливі газопрояви, в глинистих – осипання з утворенням каверн, в тріщинуватих аргілітах з низькими значення-

ми коефіцієнта Пуассона та пластах ослаблених порід – поглинання бурового розчину.

Проектом на будівництво свердловин передбачено проведення підготовчих робіт, які включають планування ділянок, прокладання технологічних і побутових комунікацій, їх гідро і термоізоляцію, розміщення обладнання і агрегатів для буріння і випробування свердловин, збирання відходів виробництва та розташування інфраструктури житлово-побутового комплексу.

Родючий шар ґрунту знімається за допомогою бульдозера або скрепера і складається в кагати. Для запобігання ерозії та підтримки біологічної активності поверхня кагатів та відкоси засіваються багаторічними травами.

Для попередження проникання в ґрунт виробничих розчинів і забруднюючих речовин, а також для захисту прилеглої території, площадки під виробничим устаткуванням, викладаються залізобетонними плитами.

Для попередження забруднення ґрунту відходами буріння передбачені закриті металеві ємності або гідроізольовані амбари для їх збору.

Господарсько-побутові стоки через побутову каналізацію і піщано-гравійний фільтр відводяться в закриту ємність і періодично вивозяться на очисні споруди.

Буріння передбачається здійснювати роторним та роторно-турбінним способами. Конструкції свердловини включає послідовне перекриття пробурених інтервалів до проектної глибини обсадними колонами. Кожна обсадна колона після спуску в свердловину цементується високоміцним тампонажним портландцементом до устя. З метою попередження викиду пластових флюїдів і забруднення поверхневих вод при бурінні під експлуатаційну колону на кондуктор встановлюються превентори. Для збору і підготовки продукції свердловин, запроектована подача вуглеводнів по індивідуальних шлейфах до установки попередньої підготовки нафти і газу.

Після закінчення буріння і випробування свердловин проводиться рекультивация земель. Рекультивация включає нейтралізацію хімічних реагентів, технічну і біологічну рекультивацию.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Техніко-технологічна інформація щодо порядку розташування обсадних колон із зазначенням їх діаметра, глибини установки, висоти підйому закачаного цементного розчину в затрубному просторі, діаметрів доліт, якими ведеться буріння під кожену колону, інколи також інші важливі дані, носить назву конструкції свердловини (рис. 2.1) [9].

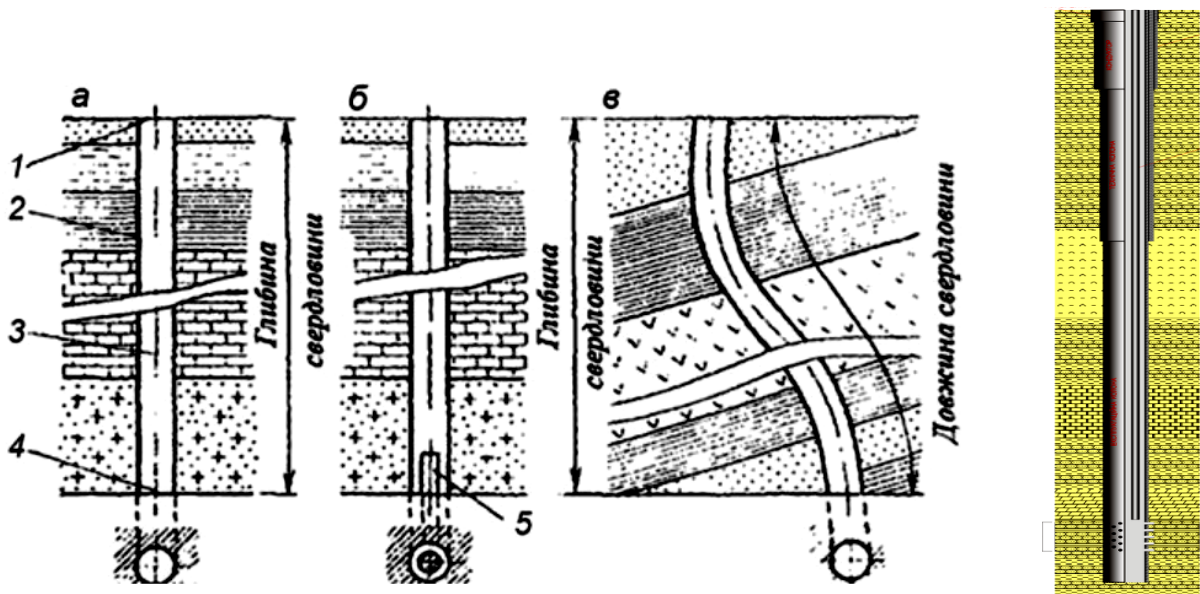


Рисунок 2.1. Приклади оформлення інформації щодо конструкції свердловини: а, б – вертикальні свердловини; в – похило спрямована свердловина; а, в – буріння суцільним вибоєм; б – буріння з відбором керну; 1 – гирло; 2 – стінка (стовбур); 3 – вісь; 4 – вибій; 5 – керн

Конструкція свердловини повинна забезпечити високу якість будівництва останньої, як складного нафтогазопромислового об'єкта, що довгостроково експлуатується. Конструкцією свердловини повинні бути передбачені ефективні міри із запобігання аваріям та ускладненням у процесі буріння та принципи створення умов для зниження витрат часу та матеріально-технічних засобів на буріння. Крім того, конструкція свердловини повинна забезпечувати: доведення свердловини до проектної глибини; здійснення заданих способів розкриття продуктивних горизонтів (пластів) та методів їх експлуатації.

Особлива увага проектувальників має бути звернена на: конструкцію вибою (під конструкцією вибою розуміється поєднання елементів конструкції свердловини в інтервалі продуктивного об'єкта, що забезпечують стійкість стовбура, роз'єднання напірних горизонтів, проведення техніко-технологічних впливів на пласт, ремонтно-ізоляційні роботи, а також тривалу експлуатацію свердловини із постійним дебітом); міри із запобігання ускладненням у процесі буріння та умови, що дозволяють повністю використовувати потенційні можливості техніки та технологічних процесів; створення передумов істотного скорочення витрат за будівництво свердловини, як закінченого об'єкта загалом (рис. 2.2) [10].

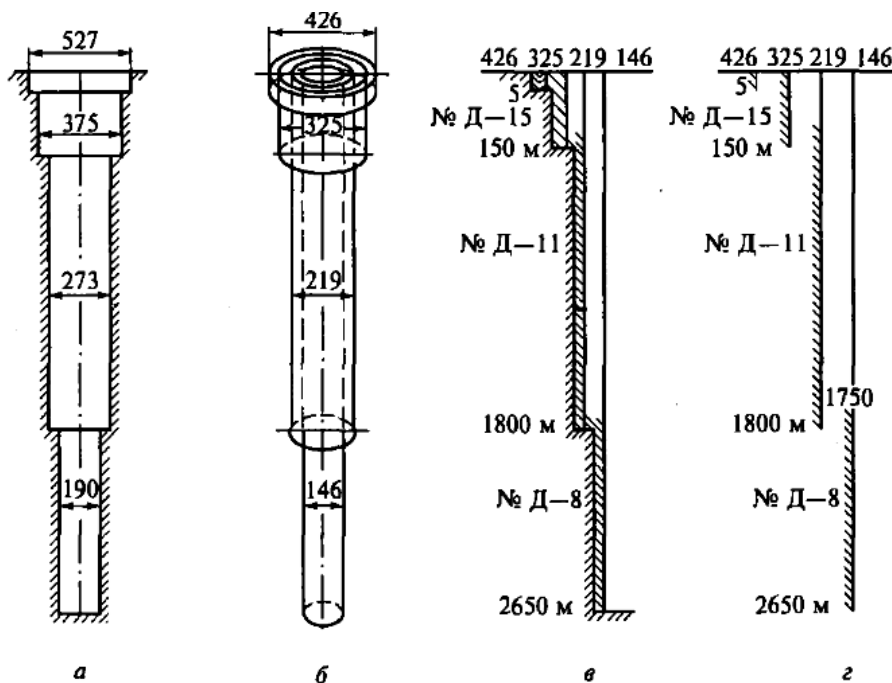


Рисунок 2.2. Графічне зображення конструкції свердловини

Орієнтовне число обсадних колон, необхідних для забезпечення перелічених вище вимог, визначається виходячи з несумісності умов буріння окремих інтервалів свердловини (рис. 2.3). Під несумісністю умов буріння розуміється таке їх поєднання, коли задані параметри технологічних процесів буріння нижчого інтервалу свердловини викличуть ускладнення в пробуреному вищерозташованому інтервалі, якщо останній не закріплений обсадною колоною, а проведення додаткових спеціальних технологічних заходів щодо запобігання цим

ускладненням неможливо [11].

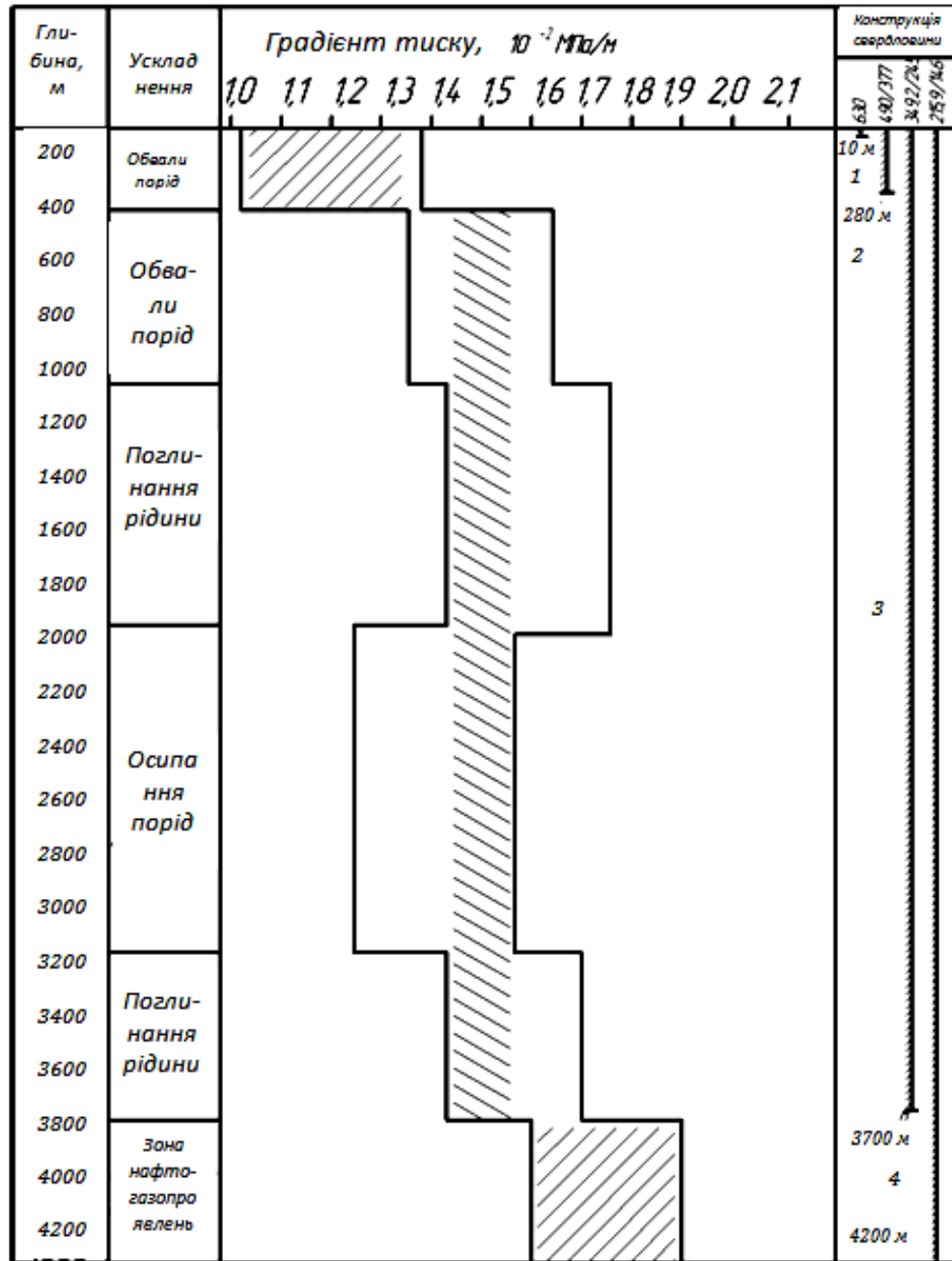


Рисунок 2.3. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Для оформлення конструкції свердловини використовуються такі типи обсадних колон [10]: **напрямок** – для кріплення верхнього інтервалу, складеного нестійкими відкладеннями (його основним призначенням є запобігання розмиванню гирла споруджуваної свердловини); **кондуктор** – застосовується для кріплення верхніх нестійких інтервалів розрізу, ізоляції водоносних горизонтів

від забруднення, установки на гирлі противикидного обладнання, а також підвіски наступних обсадних колон; **проміжна обсадна колона** – призначенням якої є кріплення та ізоляція зон геологічного розрізу, несумісних за умовами буріння (вона також служить для запобігання ускладненням та аваріям у свердловині при бурінні наступного інтервалу, у сприятливих умовах проміжна колона може бути використана як експлуатаційна, тобто виступити каналом зв'язку продуктивного пласта із поверхневим видобувним обладнанням); **експлуатаційна колона** – служить для кріплення і роз'єднання продуктивних горизонтів та ізоляції їх від інших горизонтів геологічного розрізу свердловини, а також вона призначена для отримання нафти або газу на поверхні будь-якими відомими способами.

Проміжні обсадні колони можуть бути: суцільними, тобто такими, що перекривають весь стовбур свердловини від вибою до гирла, незалежно від кріплення попереднього інтервалу; хвостовики – для кріплення лише необсадженого інтервалу свердловини з перекриттям попередньої обсадної колони, щонайменше на 100 м; летучки – спеціальні проміжні обсадні колони, призначені лише для ліквідації ускладнень, що не мають зв'язку з попередньою чи наступними обсадними колонами. Летучки до гирла свердловини не нарощуються. Проміжна колона-хвостовик може нарощуватися до гирла свердловин або, за сприятливих умов, служити як експлуатаційна колона. Коли зношування останньої проміжної колони незначне, експлуатаційна колона може бути спущена у вигляді хвостовика. При підрахунку числа колон, що входять у конструкцію свердловин, напрямок та кондуктор не враховують. Конструкцію свердловини, що складається з експлуатаційної та однієї проміжної колони, називають двоколонною, а з експлуатаційної та двох проміжних – триколонною.

Основними вихідними даними для вибору числа обсадних колон та глибини їх спуску є: мета буріння та призначення свердловини; геолого-технічна характеристика проектного горизонту (пласта), глибина свердловини, діаметр експлуатаційної колони; пластові тиски та тиски гідророзриву порід стратиграфічних горизонтів; способи закінчення свердловини та її експлуатації; профіль

свердловини (вертикальна, похило-спрямована) та його характеристика (величина відхилення від вертикалі, темп зміни кута та азимуту викривлення); характеристика порід за міцністю.

При бурінні розвідувальних свердловин, якщо достовірність геологічного розрізу є недостатньою, допускається включення в конструкцію свердловини резервної проміжної обсадної колони. Якщо в процесі буріння буде встановлено, що необхідність спуску резервної обсадної колони відпала, то продовжують поглиблення стовбура під чергову обсадну колону до запроєктованої глибини.

На відміну від нафтових при виборі конструкцій газових свердловин необхідно враховувати наступні специфічні особливості: газ володіє значно більшою рухливістю, ніж рідина, і тому він може проникати в найнезначніші дефекти (у зв'язку з цією особливістю газу, пред'являються підвищені вимоги до герметизації різьбових з'єднань обсадних труб, а також затрубного простору); газові свердловини мають великі вільні дебіти, в результаті чого створюються значні швидкості руху газу по стовбуру, які можуть викликати надмірну вібрацію обсадних колон і збільшити ступінь їх напруженості (ця особливість газових свердловин вимагає створення не тільки міцних обсадних колон, але і певної їх стійкості і жорсткості).

Вибір діаметрів обсадних колон та діаметрів доліт здійснюється знизу вгору, починаючи з експлуатаційної колони. При закінченні свердловин відкритим стовбуром вибір діаметрів обсадних колон і доліт починається з відкритої його частини. Діаметр експлуатаційної колони залежить від способу закінчення свердловини, умов її експлуатації та задається замовниками, в даному випадку приймаємо діаметр експлуатаційної колони в межах 127 мм [12].

Коротка характеристика умов буріння

Верхня частина розрізу 0 - 280 м складена м'якими осадовими породами схильними до обвалів.

На інтервалі 280 - 1000 м, складеного глинами, галечником, аргілітом, очікується порушення цілісності стовбура свердловини.

Інтервал 1000 - 1700 м, представлений алевролітами, аргілітами і вапня-

ками III категорії за твердістю, характеризується наявністю зон поглинання промивальної рідини.

На інтервалі 1700 - 3000 м очікуються порушення цілісності стовбура свердловини, обумовлені осипаннями аргілітів.

Частина геологічного розрізу в інтервалі 3000 - 3700 м, представленого аргілітами, алевролітами та пісковиками V категорії за твердістю, містить породи, схильні до поглинання промивальної рідини.

Інтенсивні газонафтопрояви очікуються на інтервалі 3700 - 4200 м, даний інтервал складний пісковиками і доломітами VI категорії за твердістю.

Відповідно до графіка зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання (рис. 2.3), а також геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1):

- в інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрямок, із суворим додержанням вертикальності та повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 280 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до інтенсивних порушень та обвалів), з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 3700 м – проміжна колона, що призначена для ізоляції зон інтенсивного поглинання промивальної рідини та осипів, з повною цементацією затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 4200 м – експлуатаційна колона, з повною цементацією затрубного простору.

Таблиця 2.1

Характеристика конструкції свердловини для умов Західно-Огульцівської площі

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напрямок	1	508	10	До гирла	-
Кондуктор	2	324	280	До гирла	444,5
Проміжна	3	219	3700	До гирла	295,3
Експлуатаційна	4	127	4200	До гирла	190,5

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону [13]:

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

де D_m – діаметр муфти експлуатаційної колони, δ – зазор поміж експлуатаційною колоною та стінками свердловини (величина зазору залежить від діаметра і типу з'єднань обсадних труб, а також профілю свердловини, складності геологічних умов, гідродинамічних тисків при бурінні і кріпленні інтервалу, виходу з-під башмака попередньої колони; означена величина вибирається в результаті аналізу досвіду буріння та кріплення свердловин у даному районі або спеціально поставлених дослідницьких робіт при проходженні опорно-технологічних свердловин на даній площі).

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

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

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

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

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

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

б) діаметр напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_{\text{д}}^{\text{к}} + 50 = 444,5 + 50 = 495,5 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

приймаємо $D_{\text{зн}}^{\text{н}} = 508 \text{ мм}$.

Розрахунок конструкції свердловини завершено. В єдиних технічних правилах ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах передбачаються наступні вимоги при виборі інтервалів цементування: за кондуктором – до гирла свердловини; за проміжними колонами нафтових свердловин, проектна глибина яких до 3000 м, з урахуванням геологічних умов, але не менше 500 м від башмака колони; за проміжними колонами розвідувальних, пошукових, параметричних, опорних і газових свердловин незалежно від глибини і нафтових свердловинах глибиною понад 3000 м – до гирла свердловин; за експлуатаційними колонами нафтових свердловин з урахуванням перекриття башмака попередньої колони не менше 100 м, ця ж умова поширюється на газові та розвідувальні свердловини при здійсненні заходів, що забезпечують герметичність з'єднань обсадних труб (зварні з'єднання, спеціальні високогерметичні різьбові з'єднання та ін.). У всіх інших випадках цемент повинен підніматися до гирла свердловини. При визначенні висоти підйому цементу за експлуатаційними колонами необхідно враховувати виникнення додаткових напруг від температури і тиску, що виникають в колоні при експлуатації свердловин. Якщо в розрізі свердловин є зони інтенсивного поглинання, то для виконання вимоги про висоту підйому цементу необхідно передбачати застосування ступінчастого цементування з використанням спеціальних муфт, розчинів зниженої густини та ін.

2.2 Вибір способу буріння

Способи буріння свердловин можуть бути класифіковані за наступними критеріями [14]: спосіб руйнування порід, форма забою, характер енергії, що використовується або конструкція приводу, призначення свердловини і т.д.

Найпоширенішим в даний час є розділення способів буріння по декількох ознаках: колонкове буріння – за формою забою; роторне – за конструкцією обертача; ударне – за способом руйнування порід і т.д.

Поглиблення стовбура свердловини здійснюється за допомогою долота, що обертається, при постійно діючому на нього осьовому навантаженні. Для обертання долота в одних випадках використовують встановлений на поверхні ротор, в інших – занурений двигун [10].

Ротор передає обертання долоту через ведучу трубу і бурильну колону; він служить також для утримання на вазі бурильних або обсадних колон, що встановлюються на його столі, на елеваторі або клинах при згвинчуванні і відгвинчуванні свічок при спуско-підйомних операціях (СПО), ловильних і допоміжних роботах.

Основні параметри роторів: найбільша статичне навантаження на стіл ротора; динамічна вантажопідйомність головної опори столу ротора; найбільша допустима частота обертання столу ротора; найбільший допустимий крутний момент на столі ротора; діаметр прохідного отвору в роторі; відстань від центру ротора до площини першого ряду зубів приводний зірочки.



Рисунок 2.4. Роторні обертачі

Ротор (рис. 2.4) являє собою кутовий редуктор з конічною зубчастою передачею, що служить для передачі обертання під кутом, змінюючи його з гори-

зонтального на вертикальне, і для зниження частоти обертання. Ведене конічне колесо передачі змонтовано на втулці, з'єднаної зі столом ротора, в центрі якого знаходиться вертикальний отвір для пропуску колони. Діаметр отвору столу ротора залежить від діаметра долота або обсадних труб, що пропускаються через нього. Під час буріння, обертання і крутний момент передаються ведучій трубі через вкладиші і затискачі, що встановлюються в конусне розточування втулки, вмонтованої в стіл ротора. При СПО в отвір столу ротора встановлюють клинові захвати, керовані пневматично або вручну. Ротори повинні забезпечувати надійну роботу у всьому діапазоні робочих частот обертання і передачу необхідної потужності і крутного моменту. Міцність ротора і опори його столу повинна бути достатньою, щоб сприймати найбільшу вагу колони бурильних і обсадних труб, що встановлюються на нього. Конструкція ротора повинна допускати привід від карданного валу і від ланцюгової передачі, а сальники – забезпечувати достатню герметичність і запобігання механізмів від попадання бурового розчину і бруду, так як при підйомі бурильної колони ротор обливається зверху розчином, що знаходяться в трубах, який змивають водою зі шланга, і без відповідного захисту бруд легко може потрапити в масляну ванну ротора. Маса роторів і їх конфігурація повинні допускати перевезення за допомогою транспортних засобів і волоком в межах промислу. Ротори повинні мати пристрої, що дозволяють швидко забезпечувати фіксацію від обертання. Робочий напрямок обертання столу ротора завжди має бути за годинниковою стрілкою, якщо дивитися зверху, проте конструкція його повинна допускати і назад обертання, що застосовується при ловильних та інших роботах.

У техніці буріння відомі різні вибійні двигуни (рис. 2.5), між собою вони відрізняються як характером руху, що повідомляється долоту, так і типом каналу енергії (робочого тіла), що підводиться до двигуна і перетворюється в ньому в механічну роботу [15]. В основному це гідравлічні та електричні двигуни (електробури). У практиці буріння неглибоких геологорозвідувальних свердловин досить широко застосовуються машини ударної дії – пневмоударники і гідроударники.

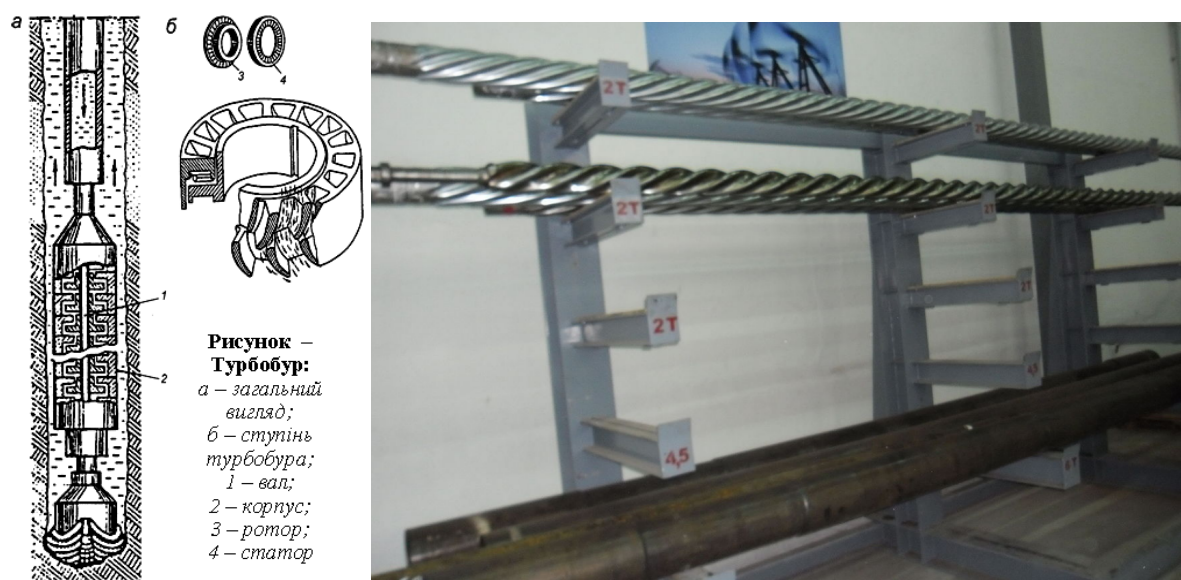


Рисунок 2.5. Вибійні двигуни

У бурінні на нафту і газ широке застосування знайшли гідравлічні вибійні двигуни; вони, в порівнянні з іншими, наприклад, електричними двигунами, виявилися найбільш органічними в системі буріння свердловин, де рідина (буровий розчин), крім носія енергії, служить одночасно і для промивання вибою, і для виносу вибуреної породи, і для охолодження долота, і для створення протитиску на пластову рідину, і для забезпечення стійкості стінок свердловини.

Вибійні двигуни використовуються за різним призначенням: для проходки прямолінійних і викривлених ділянок свердловин, а також для відбору керна – в якості приводу керноприймача.

Турбобур є зануреним гідравлічним двигуном, що передає обертання свого валу долоту безпосередньо, без проміжних ланок; зазвичай це багатоступінчаста турбіна, кожна ланка якої складається із статора, що утримується нерухомо корпусом турбобура, і ротора, укріпленого на валу турбобура. Потік промивального агента, потрапляючи на зігнуті лопатки ротора турбіни, створює крутний момент, під дією якого обертається вал турбобура. Переходячи з ротора в статор, потік під дією зігнутих лопаток статора відновлює осьовий напрям струменя і знову потрапляє на зігнуті лопатки наступного ротора. Одночасно працюючі та послідовно розташовані турбіни дозволяють підсумовувати їх потужність і крутний момент.

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

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

При бурінні розвідувальних і експлуатаційних свердловин на вуглеводневу сировину застосовується наступний технологічний інструмент: долота, бурильні труби, обважнені бурильні труби, ведучі труби, вертлюги, обсадні труби.

Аналіз світової та вітчизняної практики спорудження глибоких нафтогазових свердловин доводить, що переважна більшість робіт з руйнування гірського масиву здійснюється за допомогою полікристалічних та шарошкових доліт (рис. 2.6) [10, 16].

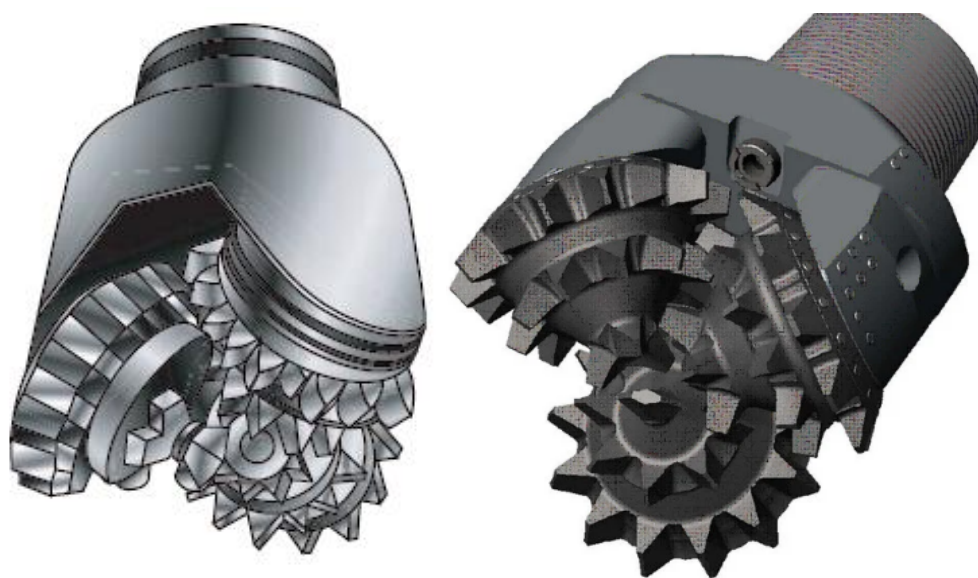


Рисунок 2.6. Бурові долота

Шарошкове долото за багатьма параметрами є найскладнішим породоруйнівним інструментом. Тришарошкове долото являє собою тверду нероз'ємну конструкцію, що складається або з трьох, зварених між собою секцій (безкорпусні долота), або з цільного литого корпусу, до якого приварюються секції (корпусні долота). Секція, у свою чергу, складається з лапи, на цапфі якої змонтована на підшипниках шарошка.

Основним робочим органом долота є шарошка – сталева конусоподібна

деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами [13].

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

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться у такий спосіб: за механічними і абразивними властивостями гірських порід або за промисловими даними конкретного родовища. Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [10, 15]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Короткі відомості про технічні параметри прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за буримістю	категорія за абразивністю			
0-280	I	I	ЗЛГ – 444,5	90	370
280-1700	II-III	II-III	III295,3М – ГВ	80	400
1700-3700	IV-V	IV	III295,3СЗ – ГН	77	400
3700-4200	VI	IV	III190,5ТЗ – ЦВ	33	200

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву. Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву. У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса. Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування

зубів на шарошці. У межах вінців, озброєння характеризується наступними параметрами: крок зубів; висота зуба; довжина зуба; кут при вершині. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною [17].

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

2.4 Вибір бурильної колони

Бурильна колона (рис. 2.7) є сполучною ланкою між породоруйнівним ін-

струментом (долотом), що знаходиться на вибої свердловини, і наземним обладнанням [10].

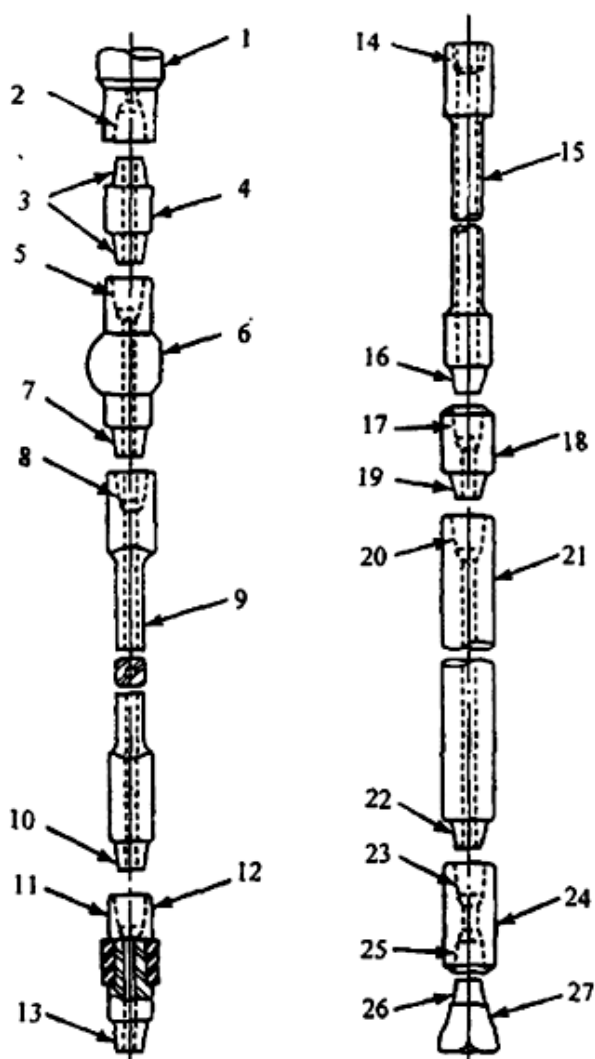


Рисунок 2.7. Схема компонування бурильної колони: 1 – вертлюг; 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 25 – муфта замкового з'єднання; 3, 7, 10, 13, 16, 19, 22, 26 – ніпель замкового з'єднання; 4 – перевідник вертлюга; 6 – клапан робочої труби; 9 – ведуча труба; 12 – клапан або запобіжний перевідник ведучої труби; 15 – бурильна труба; 18 – перевідник; 21 – обважена бурильна труба (ОБТ); 23 – муфта; 24 – перевідник долота; 27 – долото

Бурильна колона призначена: для передачі енергії (механічної, гідравлічної, електричної) до долота; забезпечення подачі до вибою і циркуляції бурового розчину; створення необхідного осьового навантаження на долото; сприйняття реактивного моменту долота і вибійного двигуна. Бурильна колона являє собою систему послідовно з'єднаних ланок (елементів у вигляді трубних деталей), що виконують однакові функції.

Типова компоновка бурильної колони складається з наступних основних елементів: ведуча труба, бурильні труби з замками, перевідники, обважені бурильні труби (ОБТ), долото.

Ведуча труба квадратного перетину (або у вигляді шестигранника) встановлюється у верхній частині бурильної колони. У роторному бурінні вона служить для передачі обертання від приводу до бурильних труб, а при турбінному бурінні або бурінні електробуром – для передачі реактивного моменту від вибійного двигуна до ротора, а також, в необхідних випадках, для передачі обертання бурильній колоні.

Бурильні труби з замками (привареними або нагвинченими) є середньою ланкою і складають основну частину бурильної колони. Вони встановлюються нижче ведучої труби і служать для направлення бурового розчину до вибою свердловини.

Перевідники призначені для з'єднання елементів бурильної колони, що мають різний типорозмір різьб, а також для приєднання до бурильної колони допоміжних і ловильних інструментів.

Бурильні труби (ОБТ), що встановлюються безпосередньо над долотом або турбобуром (електробуром), служать для створення заданого осьового навантаження на породоруйнівний інструмент і забезпечення жорсткості і стійкості нижньої частини бурильної колони.

Всі елементи бурильної колони з'єднуються між собою за допомогою замкової різьби (за ДСТ 28487), що має трикутний профіль, великий крок і конусність, а також упорні поверхні.

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції [9]. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання мате-

ріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

Вибір діаметрів ОБТ и бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_{\phi} \leq 295,3$ мм):

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

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

із зовнішнім діаметром $d_{\text{бт}} = 114$ мм (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ ϕ 114 мм

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

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [11].

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

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

G_{δ} – осьове навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м³;

$\rho_{\text{м}}$ – щільність матеріалу труби, кг/м³;

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

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо $l_{\text{ОБТ}} = 375$ м.

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

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

де E – модуль пружності матеріалу труб (сталі), Н/м²;

I – момент інерції за дії вигину, м⁴.

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

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

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{21 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

Якщо $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компонування ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри ви-

значають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [10, 16], для проєктованого випадку центратори необхідно встановити через кожні 125 м (загалом приймаємо 2 центратора).

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб (НКБТ), 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 - 114, матеріал виготовлення - сталь групи міцності «Д» з товщиною стінки 10 мм.

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності «Д» з мінімальною товщиною стінки (табл. 2.3, 2.4) [10].

Таблиця 2.4

Межа текучості матеріалу труб

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

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

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

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

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

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

$G_{ОБТ}$ – вага ОБТ, Н;

G – вага вибійного двигуна, Н;

$G_{\text{нк}}$ – вага наддолотного комплекту, Н;

P_n – сумарні втрати тиску у вибійному двигуні та долоті, Па;

F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;

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

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

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_l = 800$ м.

Якщо сумарна довжина КНБК, 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 по формулі:

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

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_2 = 500$ м.

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_3 = 200$ м.

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

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

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

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

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

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_5 = 400$ м.

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

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

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

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

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208 \text{ кН}; l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 373 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{p8} = \frac{1910}{1,04 \cdot 1,4} = 1311 \text{ кН}; l_8 = \frac{1311 - 1208}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 407 \text{ м.}$$

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

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

$$Q_{\text{Р9}} = \frac{2100}{1,04 \cdot 1,4} = 1442 \text{ кН}; l_9 = \frac{1442 - 1311}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,83}{7,85}\right)} = 476 \text{ м.}$$

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$l_9 = L_{\text{св}} - (l_{\text{ОБТ}} + l_{\text{НКБТ}} + l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8).$$

$$l_9 = 4200 - (375 + 300 + 800 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 350 + 400) = \\ = 275 \text{ м.}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_9 = 275 \text{ м}$.

Таблиця 2.5

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

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
9	10	Л	0	275	275	0,289	79,475
8	9	Л	275	675	400	0,265	106
7	10	Е	675	1025	350	0,289	101,15
6	10	К	1025	1350	325	0,289	93,925
5	9	К	1350	1750	400	0,265	106
4	8	К	1750	2025	275	0,242	66,55
3	10	Д	2025	2225	200	0,289	57,8
2	9	Д	2225	2725	500	0,265	132,5
1	8	Д	2725	3525	800	0,242	193,6
НКБТ	10	Д	3525	3825	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	3825	4200	375	1,029	385,9
РАЗОМ							≈ 1426

Розрахунок конструкції КНБК та БК завершено. В результаті проведеного ґрунтового розрахунку розроблено конструкцію одноступінчатої багатосекційної бурильної колони для заданих умов буріння.

2.5 Вибір режимів буріння

Під режимом буріння розуміється певне поєднання регульованих параметрів, факторів і технічних засобів, що впливають на показники буріння. Основні технологічні параметри режиму буріння: осьова навантаження на долото; частота обертання долота; кількість прокачуваної промивальної рідини [18].

Оптимальним режимом називається найкращий режим, тобто гармонійне поєднання параметрів режиму буріння з урахуванням геологічного розрізу і максимального використання технічних засобів для отримання високих кількісних і необхідних якісних показників при мінімальній вартості 1 м проходки [19].

Раціональний (розумний) режим – це гармонійне поєднання параметрів, що дозволяє отримати найбільш високі якісні та кількісні показники буріння при даній технічній озброєності бурової установки.

Спеціальний режим – це гармонійне поєднання параметрів забезпечують досягнення спеціально поставленої мети: відбір керна буріння в несприятливих геологічних умовах (обвали, поглинання), зміна напрямку свердловини, горизонтально-розгалужені стовбури та ін.

Швидкісний режим – застосовується для забезпечення найвищих кількісних і необхідних якісних показників при відсутності обмежень з боку технічної оснащеності бурової установки.

Форсований режим – посилений, збільшений, розрахований на потужне сучасне обладнання і повне використання його (потужні бурові насоси, турбобури, долота з гідромоніторними насадками).

Рейс нового долота (породоруйнівного інструменту) починається зі спуском бурильного інструменту після заміни зношеного (відпрацьованого) в попередньому рейсі. При цьому новим долотом опрацьовується раніше пробурений інтервал свердловини (з навісу, на середній швидкості ротора і середніх ходах бурового насоса). Дійшовши до вибою протягом перших 15 хвилин, проводиться приробіток нового долота (опор, озброєння) при щадному технологічному режимі (75% розрахункового осьового навантаження).

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 оперативіно управляти.

Промисловими спостереженнями і лабораторними дослідженнями вста-

новлено, що найкращі результати роботи доліт мають місце, коли вибурена порода своєчасно видаляється з вибою, в іншому випадку вона надає додатковий опір долоту. Чистота забою, а отже, і власне процес буріння залежать від наступних факторів [10]: 1) **Якості промивальної рідини**. Дрібний шлам краще видаляється при глинистих розчинах з малою в'язкістю і малою міцністю структури. Очищення свердловини від великих уламків шламу краще забезпечується при густих і в'язких розчинах. У той же час з використанням в якості циркулюючих агентів води, газу або повітря механічна швидкість проходки на долото збільшується. Недостатня підйомна здатність полегшених промивальних агентів повинна компенсуватися високою здатністю руху в затрубному просторі. Зате зі зменшенням густини промивальної рідини знижується тиск стовпа останньої на вибій свердловини і опірність порід руйнуванню, внаслідок чого показники буріння підвищуються. 2) **Кількість промивальної рідини** розраховують виходячи з мінімальної швидкості висхідного потоку в затрубному просторі, що забезпечує своєчасне очищення вибою. У м'яких гірських породах інтенсивність шламоутворення більше і тому значення швидкості висхідного потоку має бути більше, ніж при бурінні твердих порід. 3) Швидкість витікання потоку рідини з отвору долота і розташування цих отворів по відношенню до шарошкам і забою свердловини. Спостереження показують, що значне зростання механічної швидкості проходки досягається в тому випадку, коли швидкість струменів, що витікають з насадок гідромоніторного долота, перевищує 60 - 75 м/с.

При турбінному бурінні основним параметром режиму буріння є кількість прокачується промивальної рідини.

При бурінні електробуром також є свої особливості. Електробуром бурять практично при постійній швидкості обертання долота і бурильник не може її регулювати. Міняти швидкість обертання можна тільки шляхом заміни електробура іншим двигуном, що має іншу швидкість обертання, зміною частоти струму або за допомогою редукторів-вставок.

Критерієм оцінки ефективності застосовуваних параметрів режиму бу-

ріння може служити рейсова швидкість або вартість 1 м проходки, так звана економічна швидкість. Спущене в свердловину долото прагнуть відпрацювати при таких значеннях параметрів режиму буріння і бурити їм стільки часу, щоб забезпечити максимальну рейсову швидкість.

Осьове навантаження на долото C_d

- з умови міцності порід за штампом і площі контакту зубів долота:

$$C_d = k_{\text{п}} r_{\text{ш}} F_{\text{к}} \quad (2.11)$$

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

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

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

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

Значення контактної площі $F_{\text{к}}$ для лопатевих і тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах [18]. Отриману розрахункову величину осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

$$\underline{\text{ЗЛГ} - 444,5} C_{\text{д}} = 0,8 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 450 \cdot 10^{-6} = 36000 \text{Н} \approx 36 \text{кН} < [C_d] = 370 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3М} - \text{ГВ}} C_{\text{д}} = 0,8 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 270 \cdot 10^{-6} = 86400 \text{Н} \approx 87 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ} - \text{ГН}} C_{\text{д}} = 0,8 \cdot 900 \cdot 10^6 \cdot 317 \cdot 10^{-6} = 228240 \text{Н} \approx 229 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш190,5ТЗ} - \text{ЦВ}} C_{\text{д}} = 0,8 \cdot 1900 \cdot 10^6 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 228000 \text{Н} \approx 228 \text{кН} > [C_d] = 200 \text{кН}.$$

- з умови питомого навантаження на одиницю діаметра долота:

$$C_d = c_{\text{п}} D_{\text{д}}, \quad (2.12)$$

де $c_{\text{п}}$ – питома навантаження на 1 м діаметра долота, Н/м;

$D_{\text{д}}$ – діаметр долота, м.

$$\underline{\text{ЗЛГ} - 444,5} C_{\text{д}} = 130000 \cdot 0,4445 = 57785 \text{Н} \approx 58 \text{кН} < [C_d] = 370 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3М} - \text{ГВ}} C_{\text{д}} = 190000 \cdot 0,2953 = 56107 \text{Н} \approx 57 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ} - \text{ГН}} C_{\text{д}} = 950000 \cdot 0,2953 = 280535 \text{Н} \approx 281 \text{кН} < [C_d] = 400 \text{кН}.$$

$$\underline{\text{Ш190,5ТЗ} - \text{ЦВ}} C_{\text{д}} = 1450000 \cdot 0,1905 = 276225 \text{Н} \approx 277 \text{кН} > [C_d] = 200 \text{кН}.$$

З отриманого ряду значень осьового навантаження на долото C_d в якості робочих значень приймаємо найбільше, у порівнянні між умовами визначення, а у випадку їх неприпустимості їх значень відносно витримки міцності конструкції долота, приймаємо робочим допустиме значення осьового навантаження на долото C_d .

Частота обертання долота n_d

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

- для лопатевих доліт

$$n_d = \frac{60V_d}{\pi D_d}, \quad (2.13)$$

де V_d – припустима лінійна швидкість обертання, що визначається з умови абразивного зносу і нагрівання долота, $V_d = 3 - 5$ м/с;

- для шарошкових доліт

$$n_d = \frac{d_{ш}}{t_{\min} D_d Z}, \quad (2.14)$$

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.

$$\underline{\text{ЗЛГ-444,5}} \quad n_d = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,4445} = 172 \text{ хв}^{-1} \approx 175 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш295,3М-ГВ}} \quad n_d = \frac{0,132}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 15} = 3,7 \text{ с}^{-1} \approx 225 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ-ГН}} \quad n_d = \frac{0,132}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2953 \cdot 24} = 2,3 \text{ с}^{-1} \approx 140 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш190,5ТЗ-ЦВ}} \quad n_d = \frac{0,086}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1905 \cdot 20} = 5,7 \text{ с}^{-1} \approx 345 \text{ об/хв}.$$

Витрата промивальної рідини Q

- умова очищення вибою від зруйнованої породи:

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

де Q_1 – витрата промивальної рідини, м³/с;

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

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

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

$$\text{ЗЛГ} - 444,5 \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,4445^2 \cdot 0,5 = 0,078 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш295,3М} - \text{ГВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,5 = 0,034 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш295,3СЗ} - \text{ГН} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш190,5ТЗ} - \text{ЦВ} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,011 \text{ м}^3/\text{с};$$

- умова транспортування шламу в кільцевому просторі:

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

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.

$$\text{ЗЛГ} - 444,5 \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,140^2) \cdot 1,3 = 0,182 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш295,3М} - \text{ГВ} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1,3 = 0,076 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

$$\text{Ш190,5ТЗ} - \text{ЦВ} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,9 = 0,017 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

Таблиця 2.6

Параметри режиму буріння для умов геологічного розрізу Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносною площі

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C_d , даН	n_d , об/хв	Q , дм ³ /с
ЗЛГ – 444,5	0-280	6000	175	190
Ш295,3М – ГВ	280-1700	9000	225	80
Ш295,3СЗ – ГН	1700-3700	28500	140	60
Ш190,5ТЗ – ЦВ	3700-4200	20000	345	20

В результаті проведеного розрахунку отримано базові параметри режиму буріння.

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.3) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

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

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

g – прискорення земного тяжіння, м/с^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.

- інтервал буріння 0 - 280 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (12000 \cdot 280)}{9,81 \cdot 280} \approx 1346 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 280 - 3700 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (14900 \cdot 3700)}{9,81 \cdot 3700} \approx 1592 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 3700 - 4200 м: $\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (17600 \cdot 4200)}{9,81 \cdot 4200} \approx 1884 \text{ кг/м}^3$.

В результаті проведених розрахунків визначено базові параметри густини промивальної рідини для кожного інтервалу несумісних умов буріння.

2.6 Ускладнення при бурінні

Ретельний аналіз результатів будівництва нафтових і газових свердловин доводить, що значні матеріальні витрати доводяться на попередження та усунення ускладнень, а також на боротьбу з їх наслідками [10, 20].

До геологічних ускладнень відносять порушення технологічного циклу

поглиблення свердловин, обумовлені гірничо-технічними особливостями родовища. До них відносяться поглинання бурових рідин, порушення стійкості стінок свердловин, прихвати бурильних і обсадних колон, жолобоутворення, нафтогазоводопрояви і мимовільне викривлення вісі свердловини.

На інтенсивність прояву деяких з перерахованих ускладнень значний вплив чинить склад бурових промивальних рідин, в середовищі яких здійснюється поглиблення свердловин, і фізико-хімічні процеси, які при цьому мають місце. Найбільшою мірою це відноситься до процесів прояву гірського тиску в глинистих породах, прилипання бурильного інструменту і обсадних колон, утворення сальників на долоті, а також у ряді випадків фільтраційних процесів у високопроникних гірських породах.

Буріння свердловин супроводжується порушенням природного стану гірських порід [17]. Неминучим наслідком цього є різні прояви гірського тиску, у тому числі втрата стійкості стінок свердловини, яка може проявлятися у вигляді витискування м'яких пластичних порід, руйнування твердих крихких порід, осипання і обвали літофікованих глинистих різниць (глинистих сланців, аргілітів, мергелів).

Втрата стійкості і руйнування стінок свердловини можуть виникнути за досягнення граничного стану міцності гірських порід. При цьому може відбуватися крихке руйнування або пластична течія. При постійному напруженому стані гірських порід у свердловині, близькому до граничного, на стійкість стінок істотний вплив чинить режим роботи свердловини. Наприклад, коливання температури при циркуляції розчину і її зупинках. Циклічне нагрівання і охолодження, навіть при невеликих амплітудах, може привести до виникнення втомних термонапруг на стінках свердловини. Аналогічні явища виникають і за коливань гідродинамічного тиску у свердловині.

Тривалість збереження стійкості гірських порід залежить від фізико-механічних властивостей, мінералогічного складу, структури і текстури гірської породи [18]. Стратиграфічні розрізи родовищ зазвичай представляють собою чергування гірських порід з різними фізико-хімічними і механічними властиво-

стями. Із збільшенням глибини міняються не лише фізичні властивості порід (твердість, пластичність, пружність, щільність), але відбуваються і хімічні перетворення (наприклад, гіпс переходить в ангідрит, суглинки, ущільнюючись, в аргіліти). Серед осадових порід, що підлягають розбурюванню, зустрічаються породи з різними фізико-хімічними властивостями – від м'яких, таких, що змочуються, гідрофільних, до твердих, більш гідрофобних.

Аналіз результатів промислових досліджень показав, що утворення каверн найчастіше спостерігається в глинистих відкладеннях, тобто в найбільш поширеній осадовій породі. Із загального об'єму осадових порід на долю глинистих мінералів доводиться близько 80%.

Практика буріння показала, що осипи і обвали мають місце переважно в глинистих породах вищої міри літофікації, витікання – в солях і пластичних глинах. Якщо осипи і обвали збільшують діаметр свердловини, то витікання (чи пластична течія) супроводжується звуженням і підвищується у міру зростання вертикальної глибини свердловини. Таким чином, важливу роль в збільшенні тривалості стійкого стану грає перепад тиску між гідростатичним тиском, обумовленим густиною бурового розчину, і, власне, поровим тиском.

У глинистих породах, за певних умов, біля свердловини може утворитися захисна оболонка або зона динамічної рівноваги; міцність породи в такій зоні ще досить висока. В той же час, в цій області можуть протікати осмотичні (зворотний осмос) і іонообмінні (дегідратація) процеси, які сприяють переведенню слабозв'язаної води в міцнозв'язану.

За характером поведінки, глинисті відкладення можна розділити на такі групи: стійкі породи (алевроліти); глини, що набрякають, високопластичні і диспергуючі в бурових розчинах; крихкі глинисті сланці, що обсипаються і обвалюються; сильно зволожені глини з прошарками солей.

Пластична течія може виникнути також і в нелітофікованих глинах. При цьому кут внутрішнього тертя дорівнює нулю, тобто вони зазнають пластичну деформацію, як тільки напруга зрушення перевищить їх міцність зчеплення. Пластична течія може відбуватися у в'язких зволжених глинах навіть у тому

випадку, якщо напруга в них не перевищує межі плинності. Пластичні деформації посилюються набряканням таких глин, якщо використовується прісний буровий розчин.

У тих випадках, коли глинисті відкладення ущільнюються під дією ваги вищерозміщених гірських порід, знижується їх вологість, оскільки віджимається не лише вільна порова вода, але і адсорбована. При розкритті зневоднених глинистих сланців відбувається вбирання води з бурового розчину, адсорбція її на поверхні і набрякання. Однією з причин гідратації таких відкладень є капілярне всмоктування, за яким йдуть осмотичні процеси. Тиск, що розвивається, викликає збільшення радіальної розтягуючої напруги до рівня, який перевищує межу плинності, що призводить до дестабілізації стовбура. Залежно від мінералогічного складу такі породи можуть зазнавати або пластичні деформації, або крихке руйнування в літофікованих глинах.

Літофіковані глинисті сланці (сланцювату будову мають і аргіліти, і мергель) зустрічаються в більш древніх формаціях і не містять монтморилоніту. У багатьох сланцях є сліди тріщин, мікротріщин, площин ковзання, перем'ятості, тобто породи є уламками і частками, що не мають помітного механічного зв'язку. Тому часто їх механічна міцність обумовлена силами тертя. При розкритті таких порід зволоження може відбуватися під дією різних чинників: гідродинамічної фільтрації (порода проникна), капілярного всмоктування при обезводненні сланцю, під дією осмотичного масопереносу, якщо є вільна вода. В результаті такої гідратації на поверхні шарів, мікро- і макротріщин формується оболонка гідрату, що знижує сили міжмолекулярної взаємодії і сили тертя. Розклинюючий тиск шарів гідратів може перевищити межу плинності гірської породи і викликати порушення стабільності сланців. Як правило, породи, що обвалюється і обсипається, є уламками, розміри яких більшою мірою залежать від системи мікротріщин і шаруватості. Літофіковані глини відносяться до порід, що не набрякають.

Причиною порушення стійкості стінок свердловини, представлених глинистими породами, є дія гірського і порового тиску, а також наслідки прояву

гідродинамічних дій, тектонічних сил і фізико-хімічних процесів.

Поровий тиск – це тиск флюїда в замкнених порах, який при недостатньому тиску стовпа бурового розчину прагне викликати падіння уламків породи у свердловину, особливо, якщо гірська порода являється відносно непроникною. Тектонічні сили проявляються в результаті напруги, що виникає при деформації пласта (складкоутворення, скидання, зрушення, надвиги). Ця напруга досить швидко розвантажується в пластичних породах, але накопичується в крихких.

Відомо, що окремі елементарні шари глинистих мінералів зібрані в пакети. У пакеті між шарами діють міжмолекулярні сили тяжіння, що перешкоджають мимовільному розпаду пакету на окремі елементарні шари.

У повітряно-сухому стані глини містять невелику кількість води, молекули якої розташовуються в пакетах в міжплощинних просторах. При підвищенні вологості або при попаданні глинистих часток у воду відбувається їх гідратація, тобто проникнення молекул води в проміжки між шарами (лусочками) і утворення додаткових шарів води. В результаті розклинюючого тиску води збільшується відстань між елементарними шарами, об'єм кожного пакету і, відповідно, об'єм усієї маси глини. Цей процес називається набряканням.

Здатність до гідратації і набрякання залежить від мінералогічного складу глини і виду обмінних катіонів. Найбільшою мірою гідратують бентонітові глини, в найменшій мірі – каолінові. У свою чергу, набрякання бентонітових глин залежить від виду обмінних катіонів. Цей вплив спостерігається вже на кількості міжплощинної води при зміні обмінного комплексу. Найбільша кількість води при цьому відзначається для магнієвого і алюмінієвого бентоніту, найменше – для кальцієвих і калієвих форм. Причому зниження втрати води для кальцієвого бентоніту пояснюється позитивною гідратацією катіона кальцію і переходом молекул води в міцнозв'язаний стан, а для калієвого бентоніту – із зменшенням кількості води у зв'язку із специфікою негативно гідратуючого іона калію. Таким чином, кальцієві і калієві бентоніти гідратують і набрякають менш інтенсивно, чим натрієві.

Зниження гідратації і набрякання каолінових і гідрослюдяних глин пов'язане з жорсткістю кристалічної решітки. Наявність водневого зв'язку в каолініті істотно утрудняє механічний і фізико-хімічний розподіл пакету на елементарні шари.

Гідратація і набрякання глинистих часток грає важливу роль в процесах диспергування, а отже, і в збереженні стійкості стінок свердловини. Таким чином, при розбурюванні глинистих порід, що містять монтморилоніт, вибурена порода легко диспергує при русі уламків по затрубному простору. В результаті цього вибурена глиниста порода стає активною частиною бурового розчину, змінюючи не лише технологічні параметри, але і, зрештою, показники роботи долота.

Стан глинистих порід на стінках свердловини також залежатиме від співвідношення міри набрякання і величини сил зв'язку і пластичності породи. При значному набряканні і досить жорсткій структурі глинистих порід може бути розтріскування, розшарування і осипання порід з утворенням каверн, а при достатніх силах зв'язку і високих пластичних властивостях можливе випирання породи і звуження стовбура свердловини.

2.7 Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 5000/320 ЕК-БМЧ, вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 5000 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 вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
- Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;
- Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 5000/320 ЕК-БМЧ

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

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номинальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм 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 лебідки ЛБУ 37-1100Д

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

Розміри, мм: довжина x ширина x висота	4365 x 3000 x 2185
Маса, кг	22725

Технічна характеристика ротора Р-700

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

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА

Вантажопідйомність, тс	270
Динамічна вантажопідйомність (по нормах API), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьблення 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 x 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м канату - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату - 632,3 кН. Вибір талевої системи виконується згідно з розрахунком кількості роликів талевого блоку:

$$T = \frac{K_1 Q_{\Gamma}}{2P_k} \quad (2.18)$$

де T - кількість роликів талевого блоку; Q_{Γ} - 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 ($K_1=4$).

$$T = \frac{4 \cdot 1426}{2 \cdot 632,3} = 4,5$$

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

Розділ 3. Спеціальна частина роботи – розробка системи заходів виконання свердловинних технологічних операцій

Розробка технології та режимів буріння долотами типу PDC

Долота PDC відносяться до безопорних доліт різальної і різальне-сколюючої дії з озброєнням у вигляді алмазно-твердосплавних пластинок і різців [18]. До основних переваг доліт PDC відносяться наступні фактори: відсутність в їх конструкції рухомих частин, висока зносостійкість, самозагострювальна дія різців і низьке необхідне осьове навантаження на долото.

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

Проте названі конструктивні особливості доліт PDC висувають певні вимоги щодо їх відробки.

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

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

3) Нагвинчування долота: перевірити правильність установки гідромоніторних насадок; змінні насадки завертати тільки вручну; очистити і змастити поверхню різьби; навернути долото, дотримуючись встановлених виробником граничних значень крутного моменту (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Рекомендовані значення крутного моменту для нагвинчування доліт типу PDC

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

4) Спуск у свердловину: з обережністю наближатися до башмака обсадної колони, хвостовика, або до можливих інтервалів звуження; слід обертати інструмент в інтервалах звуження; при спуску останньої свічки промити свердловину до вибою; досягнення вибою визначати при мінімальній частоті обертання інструменту; підвести долото над вибоєм і промити протягом 5 хв.

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

6) Нарощування бурильної колони, приробка долота, буріння: рекомендується максимальне промивання при підйомі; після промивання необхідно опустити долото на вибій і за малого навантаження створити напрям руйнування вибою; поступово збільшуючи навантаження на долото, необхідно встановити оптимальний режим буріння; при бурінні порід, що переважають за твердістю, необхідно відрегулювати частоту обертання і навантаження на долото; в твердіших породах або в абразивних піщаних прошарках; частоту обертання необхідно знижувати для зменшення зносу різців і збільшення терміну служби долота; при нарощуванні бурильної колони, через значний поршневий ефект конструкції долота, підйом інструменту з вибою здійснювати з промиванням – задля усунення сальнікоутворення; після нарощування бурильної колони опус-

тити долото на вибій, промити протягом 1 - 2 хв. і, поступово збільшуючи навантаження, досягти запланованого режиму буріння; в процесі буріння постійно вести контроль дотримання проектних режимів буріння (навантаження на долото, частота обертання, крутний момент, тиск розчину на стояку тощо), не допускаючи граничних величин режимних параметрів, вказаних в паспорті долота; підйом долота здійснювати з постійним доливанням бурового розчину в свердловину і з обмеженням швидкості, особливо в зонах звужень, обвалів, каверн і при підході до башмака обсадної колони.

В табл. 3.2 приведені рекомендовані режимні параметри при використанні бурових доліт типу PDC.

Таблиця 3.2

Параметри режиму буріння долотами типу PDC

Характеристика порід		Тип долота PDC	Кількість лопатей долота	Режимні параметри		
категорія за твердістю	категорія за абразивністю			Осьове навантаження C_0 , кН	Частота обертання n_0 , хв. ⁻¹	Витрата промивальної рідини Q , л/с
I - II	I - II	393,7 FD 248S - A288	4	38	100	45
II - IV	II - III	295,3 FD 268SM - A72	6	58	150	32
VI	IV	295,3 FD 388MH - A66 - 01	8	84	100	32
VI	V	190,5 FD 388MH - A97	8	60	80	30

Розробка технології встановлення ізоляційних мостів

Ряд робіт і процесів, виконуваних у свердловинах, потребує (для належного свого здійснення) відокремлення деяких інтервалів стовбура свердловини або розмежування потоків різнохарактерних рідин [10]. Зазначене властиве, зокрема, для процесу закачування тампонажної суміші у стовбур свердловини заповнений буровим розчином та подальшого витиснення її притискувальною рідиною, відокремлення декількох поглинаючих пластів – такі роботи неодмінно

вимагають застосування пакерів – спеціальних розмежовуючих пристроїв. За допомогою пакерів задавлюють тампонажну суміш в зону поглинання і досліджують прийомистість поглинаючих пластів при тисках, що можливі в процесі подальшої проводки свердловини або при її кріпленні. Важливою обставиною надійності формування мосту в свердловині є створення основи для нього, якою також виступають різної конструкції пакери.

Існуючі конструкції пакерів підрозділяють такі групи: пристрої багатократного використання (витягувані) і розбурювані. Переважна більшість пакерів працює за принципом деформування їх основного конструктивного вузлу – гумового елемента – під дією ваги колони бурильних труб, або за рахунок перепаду тиску, що створюється в бурильних трубах нагнітанням бурового розчину. Пакери цього типу мають просту конструкцію, проте не завжди надійні в роботі і саме тому зазнали деяких конструктивних перетворень.

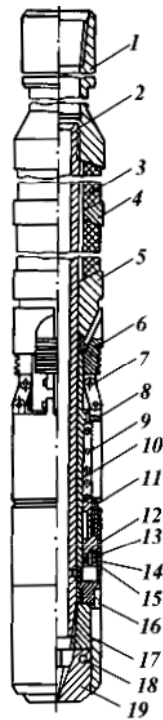


Рисунок 3.1. Схема гідравліко-механічного пакеру

З урахуванням виявлених в процесі експлуатації недоліків був розроблений гідравліко-механічний пакер, який складається з перевідника 1 (рис. 3.1), корпуса 2, гумових елементів 3 з обмежувальним елементом 4, якірного при-

строю і підвіски з секторами. Якірний пристрій включає плунжер 10 з конусом 5, об'їму 8 з плашками 6, пружину 9, втулку 11, циліндр 12, манжету 14, кільце 15 і гвинт 13. У нижній частині корпусу пакера розташовані підвіска 17 і сектори 19 на пальцях 18.

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

До гідравлічних відносяться пакери, гумовий елемент яких деформується за рахунок перепаду тиску, що створюється в бурильних трубах нагнітанням бурового розчину. У гідравлічного пакера відсутній упорний механізм, але він забезпечений зворотним клапаном, який пропускає рідину під гумовий елемент. Для звільнення пакера з метою його підйому необхідно відкрити зворотний клапан.

Основними недоліками пакерів багатократної дії є малий діаметр внутрішнього каналу і наявність штуцерів для створення перепаду тиску при розкритті пакера. Окрім цього в надувних гідравлічних пакерах швидко виходить з ладу гумовий елемент.

Такі конструкції можуть бути рекомендовані до застосування в умовах здійснення комплексних ремонтно-відновлювальних робіт у свердловині. Проте

у випадку необхідності створення лише нового штучного забою свердловини більш прийнятною буде дещо спрощена, але достатньо надійна у роботі конструкція пакеру-пробки (рис. 3.2), що запропонована фахівцями кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка».

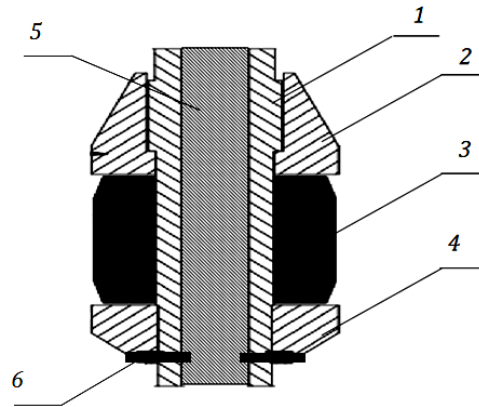


Рисунок 3.5. Схематичне зображення розробленого пакеру-пробки

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

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

Експериментальні випробування розробленої конструкції пакеру-пробки здійснювалися в стовбурі свердловини з конструкцією системи обсадних труб, опис якої наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Характеристика конструкції системи обсадних труб

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

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

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

цементному камені; усунення негерметичностей в обсадній колоні; створення роз'єднуючих екранів між продуктивними і водоносними горизонтами.

Геолого-технічні умови проведення робіт наведено на рис. 3.3.

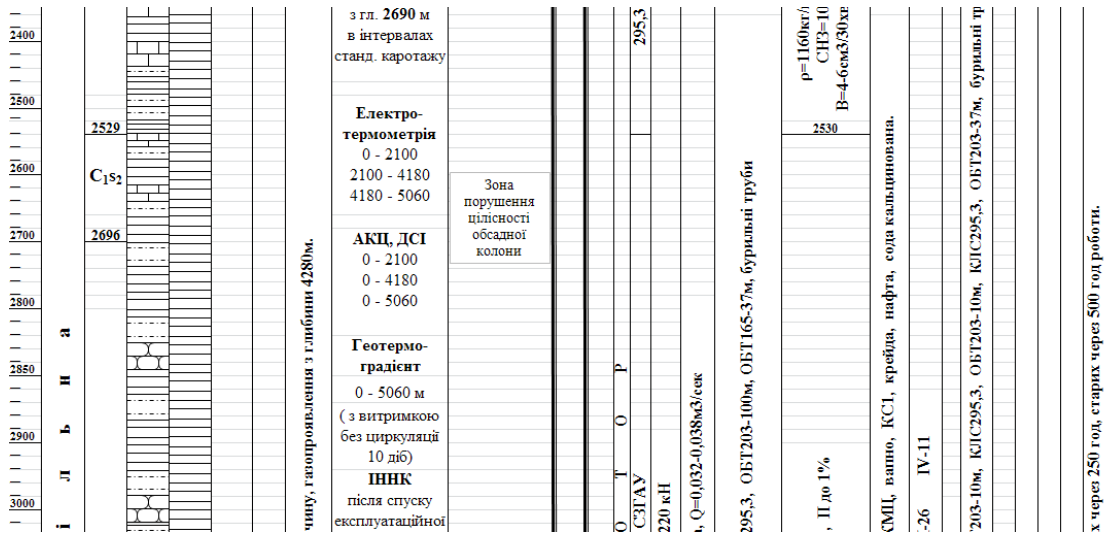


Рисунок 3.3. Дані геолого-технічного наряду проведення бурових робіт в інтервалі порушення цілісності обсадної колони

Для виявлення місця дефекту в обсадних колонах використовують спеціальні печатки, що дозволяють визначити ступінь змінання труб обсадної колони [20]. Печатка представляє собою відкритий знизу сталевий стакан, заповнений бітумом, температура плавлення якого вище температури в свердловині. Зовнішній діаметр печатки 120 мм - для обсадної колони 146 мм и 140 мм - для обсадної колони 168 мм. Умови проведення дослідження стану обсадної колони наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Параметри ступеню порушення цілісності обсадної колони

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

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

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

Ступінь змінання колони визначається за формулами

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

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

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

Тоді

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

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

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

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

Необхідний об'єм цементного розчину

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

де H_m - висота цементного моста, м; $S_{ек}$ - площа поперечного перерізу експлуатаційної обсадної колони, м²; $V_{КБТ}$ - внутрішній об'єм колони бурильних труб (КБТ), м³; ΔV - відносний об'єм цементного розчину, що залишається в КБТ, м³; C_0 - коефіцієнт втрат цементу при перекачуванні; C_1 - коефіцієнт втрат цементу при продавлюванні.

Об'єм протискувальної рідини

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

Густина цементного розчину

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

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

Витрата цементу для приготування 1м^3 розчину:

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

Результати розрахунків з визначення параметрів процесу формування цементної частини моста наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Розрахункові дані процесу формування цементної частини моста

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

Надійність функціонування пакеру-пробки повністю забезпечується умовами фізичних процесів, що протікають в його еластичному камерному елементі.

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

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

Розділ 4. Охорона праці на бурових роботах

Буріння нафтових і газових свердловин необхідно проводити відповідно до технологічних інструкцій, розроблених підприємством для кожного способу буріння [21].

Основним документом на спорудження свердловин є робочий проект, розроблений відповідно до державних будівельних норм «Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва» (ДБН А.2.2-3-2004); крім того, під час будівництва свердловини необхідно керуватись вимогами «Єдиних технічних правил ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах» (НПАОП 11.2-1.18-82).

Підготовчі і вишкомонтажні роботи

Підготовчі і вишкомонтажні роботи розпочинаються за наявності затвердженого робочого проекту на будівництво свердловини та видачі вишкомонтажній бригаді наряду на їх проведення.

При спорудженні свердловин на родючих землях і землях активного господарського використання до початку монтажу бурового обладнання необхідно зняти родючий шар землі для здійснення рекультивації після завершення буріння та облаштування устя свердловини.

Площадки для бурової установки необхідно планувати з урахуванням природного ухилу місцевості і забезпечення руху стічних вод до системи їх збору.

До демонтажу бурової установки на електроприводі дозволяється приступати після виконання технічних заходів і письмового погодження з особою, відповідальною за експлуатацію електрогосподарства.

Транспортування великогабаритного блока з буровою вишкою чи окремо бурової вишки у вертикальному положенні виконується за проектом, який затверджується керівництвом підприємства, що здійснює вишкомонтажні роботи, після погодження траси із зацікавленими організаціями. Робота виконується під

керівництвом відповідальної посадової особи вишкомонтажного цеху. У проекті визначаються: а) способи транспортування обладнання; б) траса пересування обладнання і шляхи руху підтримувальної техніки; в) способи подолання ровів, ярів, вирубки лісу, вирівнювання траси, переходу через дороги, лінії електропередач; г) кількість техніки – основної і допоміжної; ґ) кількість і порядок розміщення членів бригади, які беруть участь у транспортуванні обладнання; д) погодження з організацією, що експлуатує ЛЕП (у разі її перетинання).

Виконання робіт на висоті здійснюється згідно з вимогами Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті, затверджених наказом Держгірпромнагляду від 27.03.2007 N 62, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 04.06.2007 за N 573/13840 (НПАОП 0.00-1.15-07).

Не дозволяються роботи на висоті з монтажу, демонтажу та ремонту бурових вишок і щогл, а також пересування бурових вишок у вертикальному положенні в нічний час, при вітрі понад 15 м/с, під час грози, зливи і сильного снігопаду, при ожеледі, тумані з горизонтальною видимістю менше 50 м, при температурі повітря нижче мінус 30⁰С.

Не дозволяється одночасно перебувати на різній висоті бурової вишки працівникам, які не зайняті виконанням спільної роботи.

Не дозволяється на час перерви монтажно-демонтажних робіт залишати в підвішеному стані вузли і частини обладнання.

Не дозволяється монтаж, демонтаж бурової вишки, у тому числі стягування її з гирла свердловини, за наявності тиску на гирлі свердловини.

При монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл повинні застосовуватись підйомники і лебідки з номінальною вантажопідйомністю не менше максимального навантаження, яке може виникнути в процесі роботи. До роботи на висоті при монтажі і демонтажі бурових вишок та щогл, а також до їх ремонту допускаються тільки досвідчені монтажники зі стажем роботи не менше одного року.

Бурові вишки, які перебувають в аварійному стані, розбирати не дозволяється – вони мають бути повалені.

При підніманні секцій бурової вишки підйомником, при підніманні бурової вишки у вертикальне положення після її монтажу, при переміщенні бурової вишки і блоків бурової установки всі працівники, не зайняті цією роботою, повинні перебувати на відстані, що перевищує висоту підняття секції (бурової вишки) не менше ніж на 10 м. При перервах у роботі змонтована частина бурової вишки повинна встановлюватись на бруси, а підйомник повинен бути розвантажений.

Не дозволяється працівникам перебувати на блоці та під блоком під час підймання і опускання його домкратами або іншими механізмами, а також при стягуванні блока з фундаменту і встановленні його на фундамент.

Бурові установки. Бурове обладнання та інструмент

Бурові установки повинні відповідати вимогам ДСТ 12.2.003, технічній документації підприємств-виробників та бути оснащені такими системами безпеки: а) обмежувачем висоти підйому талевого блока; б) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання бурової лебідки при знятих задніх щитах огороження; в) автозатягувачем квадрата в шурф; г) блокувальними пристроями щодо попередження вмикання ротора при піднятих клинах ПКР (захват клиновий пневматичний); г) запобіжними пристроями на випадок перевищення тиску в трубопроводах господарської лінії очисно-циркуляційної системи і нагнітальної лінії блока хімреагентних ємностей на 10 - 15% вище допустимого тиску; д) системою циркуляційних ємностей, кожна з яких повинна мати справну засувку для відокремлення її від інших ємностей та люк для зручного видалення з неї шламу або осаду. Кожна з цих ємностей повинна бути обладнана механічним рівнеміром. Механічними рівнемірами необхідно обладнати дві прийомні ємності, з яких здійснюється циркуляція бурового розчину; е) ємностями для запасу бурового розчину у відповідних проекту об'ємах; є) механізмами для приготування, оброблення, обважнення, очищення, дегазації і перемішування розчину, збору шламу та відпрацьованої рідини при безамбарному бурінні; ж) пристроєм для осушення повітря пневмосистеми бурової установки; з) заспокоювачем ходового кінця талевого каната; и) системою обігріву підсві-

чника та робочого місця бурильника; і) системою оперативного зв'язку бурильника з верховим працівником; ї) первинними засобами пожежогасіння; й) приладом для автоматичного відключення бурової лебідки при перевантаженні талевої системи і вишки (якщо він передбачений конструктивно і поставляється підприємством-виробником).

Конструкція основи бурової вишки повинна передбачати можливість монтажу превенторної установки на усті свердловини і демонтажу основи при встановленій фонтанній арматурі або частини її, а також раціонального розміщення: а) засобів автоматизації, механізації і пультів керування; б) підсвічника, що обігривається, зі стіканням розчину; в) повітро-, масло-, паливопроводів і засобів системи обігріву; г) механізму кріплення нерухомого кінця талевого каната; ґ) механізму зі зміни положення машинних ключів по висоті; д) механізму кріплення страхових і робочих канатів машинних ключів; е) шурфів для встановлення ведучої труби, допоміжних шурфів для нарощування.

Роботи з встановлення ведучої труби і ОБТ у шурф повинні бути механізовані.

Бурові вишки (крім мобільних бурових установок) повинні бути обладнані площадками для обслуговування кронблока та заміни бурового шланга.

Бурові вишки повинні оснащуватись маршовими сходами або сходами тунельного типу з перехідними площадками через кожні 6 м.

Бурові насоси комплектуються компенсаторами, що заповнюються повітрям або інертним газом, при цьому тиск у компенсаторах повинен відповідати паспортній характеристиці відповідно до тиску в напірній лінії маніфольда. Бурові насоси кріпляться до фундаментів чи до основи насосного блока, а нагнітальний трубопровід – до блокових основ і проміжних стійок. Повороти трубопроводів виконуються плавно або робляться прямокутними з відбійними елементами для запобігання ерозійному зношенню. Повинна бути забезпечена можливість подачі цементувальним агрегатом рідини в нагнітальний маніфольд як через стояк, так і від ємностей ЦС.

У системі керування автоматичним ключем повинна передбачатись можливість повного його відключення від систем живлення, а також блокування з метою запобігання випадковому включенню.

Бурове обладнання та інструмент повинні мати технічний паспорт або інші експлуатаційні документи, у які вносяться дані про його експлуатацію, ремонт і дефектоскопію.

На кожній буровій установці повинен бути комплект інструкцій з експлуатації всього обладнання та механізмів. Перелік інструкцій з охорони праці затверджується керівником підприємства.

Пневматичну систему бурової установки (трубопроводи, крани) після монтажу і ремонту необхідно випробовувати на тиск, що перевищує робочий на 25%.

Усі кріплення, які встановлюються на буровій вищці, повинні виключати їх самочинне розкріплення і падіння.

Буровий насос повинен мати запобіжний пристрій заводського виготовлення, що спрацьовує при тиску, який перевищує на 3,5% номінальний тиск насоса при встановлених втулках відповідного діаметра.

Конструкція запобіжного пристрою повинна забезпечувати його надійне спрацьовування при встановленому тиску незалежно від тривалості контакту з хімічно обробленим буровим розчином з високим вмістом твердої фази, тривалості впливу негативних температур повітря, а також унеможлиблювати травмування людей, забруднення обладнання і приміщення при спрацьовуванні.

Обв'язка бурових насосів повинна забезпечувати: а) можливість приготування, обробки і обважнення бурового розчину з одночасним промиванням свердловини; б) повне зливання рідини та продувку нагнітального трубопроводу стисненим повітрям. Якщо горизонти з можливим ГНВП розкриваються при роботі двох насосів, то необхідно передбачити можливість їх одночасної роботи з однієї ємності. В обв'язці між ємностями ЦС повинні бути запірні пристрої.

На нагнітальному трубопроводі насосів встановлюється пристрій з дистанційним керуванням, що дозволяє пускати бурові насоси без навантаження з

поступовим виведенням їх на робочий режим (при контролі за тиском). Викид від пускової засувки повинен бути прямолінійним та надійно закріпленим з ухилом у бік зливу в приймальну місткість. На бурових установках з регульованим приводом насоса встановлення пускових засувок не обов'язкове, але повинна бути встановлена засувка для скидання тиску в нагнітальному трубопроводі.

Нагнітальний трубопровід бурових насосів і стояк після їх монтажу чи ремонту підлягають гідравлічним випробуванням на тиск, який в 1,5 рази вищий максимального робочого тиску, згідно з проектом на будівництво свердловини, з оформленням відповідного акта.

Буровий шланг обмотується м'яким сталевим канатом діаметром не менше 12,5 мм з петлями через кожні 1,0 - 1,5 м по всій довжині. Кінці каната кріпляться до бурової вишки і корпуса вертлюга.

Ходовий і нерухомий кінці талевого каната під навантаженням не повинні торкатися елементів бурової вишки.

Машинні ключі підвішуються горизонтально на сталевих канатах діаметром не менше 12,5 мм і обладнуються контрвантажами для легкості регулювання висоти. Механізми зрівноваження машинних ключів повинні бути огорожені. Машинний ключ, крім робочого каната, оснащується страховим канатом діаметром не менше 18 мм, який одним кінцем кріпиться до корпуса ключа, а іншим – до основи вишкового блока чи ноги бурової вишки. Страховий канат повинен бути довше робочого каната на 15 - 20 см. Канати повинні кріпитися окремо один від одного. Оснащення талевої системи повинно відповідати вимогам проекту і технічним умовам експлуатації бурової установки.

У процесі експлуатації бурова вишка кожні два місяці повинна оглядатися буровим майстром і механіком і один раз на рік – спеціальною бригадою з обстеження бурових вишок у порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання. Крім того, стан бурової вишки перевіряється за участю представника вишкомонтажного цеху або особи, що відповідає за монтаж, у таких випадках:

а) перед спуском обсадної колони; б) перед початком та після закінчення аварійних робіт, які вимагають розходжування прихопленої колони труб; в) після сильного вітру зі швидкістю: для відкритої місцевості більше 15 м/с, для лісів або коли бурова вишка споруджена в котловині, більше 21 м/с; г) до початку та після закінчення перетягування бурової вишки; г) після відкритих фонтанів і викидів. Результати перевірки технічного стану бурової вишки оформлюються актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд. Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових вишок і щогл повинні оглядатися з перевіркою усіх вузлів кріплення не рідше ніж один раз на два місяці.

Дефектні елементи бурової вишки повинні бути відновлені або замінені до початку робіт. Основні ремонтні роботи повинні фіксуватися в технічному паспорті бурової вишки. Після граничного строку експлуатації бурової вишки здійснюється її експертне обстеження згідно з вимогами НПАОП 0.00-6.18-04. Оцінка технічного стану повинна ґрунтуватись на результатах неруйнівного контролю та технічної діагностики в обсязі, визначеному стандартом «Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану металоконструкцій бурових вишок в розібраному і зібраному стані» (ДСТУ 320.02829777.014-99).

Усі приміщення бурової установки після розкриття продуктивного горизонту повинні провітрюватись, для чого в приміщеннях насосного, дегазаційного блоків та блока ємностей бурового розчину повинні бути облаштовані вікна. Бурова бригада повинна бути забезпечена газоаналізаторами для проведення необхідних замірів.

Буріння свердловин

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. Пускова документація повинна зберігатись на буровому підприємстві і на буровому майданчику.

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 реусу ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Начальник бурової установки або буровий майстер надає керівництву бурового підприємства добовий рапорт про роботи, що проведені на буровій. До добового рапорту додаються діаграми реєструвальних контрольно-вимірювальних приладів.

Організація і порядок зміни вахти встановлюються положенням, розробленим буровим підприємством.

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 ко-

мунікацій 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.

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 підосхву 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 водоприпливів і використанні тампонажних сумішей, що селективно впливають на ділянки пласта з різними рідинами, закачування сумішей здійснюють через існуючий фільтр без поперед-

нього 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 заклонному просторі і напрям руху потоку, а також міру віддачі пластом поглиненої рідини; аналізують геолого-технічні характеристики пласта і роботу свердловини (а саме: 1) величину кривизни і ступень порушення цілісності стовбура свердловини; 2) глибину розташування центраторів і інших елементів технологічного оснащення обсадної колони; 3) температуру і тиск продуктивного пласта; 4) тип гірських порід; 5) тиск гідророзриву; 6) дебіт свердловини; 7) вміст і гранулометричний склад механічних домішок в продукції; 8) хімічний склад флюїда, що ізолюється.); перевіряють свердловину на заповнення і визначають прийомистість дефектної частини при сталому режимі подачі рідини; здійснюють оцінку об'єму рідини, що віддається пластом.

Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Підвищення рівня енергетичної незалежності України вимагає збільшення обсягів видобування нафти і газу. Виконання цього завдання неможливе без зростання обсягів буріння нових свердловин. Одним із пріоритетних природоохоронних аспектів виконання бурових робіт є максимально можливе збереження природного стану навколишнього середовища. Відомо, що у процесі буріння та освоєння свердловин вплив на компоненти довкілля можливий не тільки внаслідок аварійних ситуацій, а й за нормальних умов перебігу виробничого процесу. Це, в основному, пов'язано з утворенням великого обсягу відходів буріння та зі значними обсягами викидів у атмосферу шкідливих речовин. Щодо питання зменшення шкідливих викидів у довкілля, то з певних об'єктивних і суб'єктивних причин на сьогодні воно повністю не вирішене [22].

Потенційними негативними факторами впливу на геологічне середовище при пошуку та видобуванні вуглеводневої сировини можуть бути такі: забруднення підземних вод через негерметичність колон і неякісне їх цементування; забруднення ґрунтів та поверхневих вод у районі свердловин внаслідок аварійних ситуацій під час виконання бурових і ремонтних робіт; забруднення ґрунтів та поверхневих вод у районі свердловин внаслідок будівництва та експлуатації тимчасових комор для зберігання значного об'єму прісної води, що використовується у процесі буріння свердловини та проведення гідророзривів пластів; забруднення ґрунтових вод та напірних горизонтів прісних вод зони активного водообміну у районі свердловин внаслідок аварійних ситуацій під час виконання бурових і ремонтних робіт; потрапляння в приземну атмосферу та на ґрунт вуглеводнів і продуктів їх згорання в разі виникнення пожеж, аварійних ситуацій, поривів продуктопроводів; викиди забруднювальних речовин у приземне атмосферне повітря під час роботи котелень і двигунів внутрішнього згорання; підвищення сейсмічної активності району робіт разом з деформаціями масиву гірських порід внаслідок потужних гідророзривів пластів; використання знач-

ного об'єму прісної води під час приготування рідини для багатоступінчастого гідророзриву пластів (за досвідом робіт на території США) [23].

Одним із видів впливу на довкілля є вилучення земельних ділянок з природного стану у коротко- та довготермінове користування під спорудження, облаштування та обслуговування технологічних об'єктів і свердловин, будівництво автодоріг, трубопроводів, інших інженерних комунікацій.

Можливі причини і шляхи надходження забруднювальних речовин у навколишнє середовище поділяють на технологічні та аварійні. До технологічних причин відносять: забруднення підземних вод питної якості через неякісне цементування колон свердловин; пориви трубопроводів, розливи паливно-мастильних матеріалів, можливість міграції залишків технологічних розчинів у горизонти питних вод. До аварійних причин відносять: газоводопрояви в процесі експлуатації свердловин; пориви трубопроводів у процесі експлуатації родовища; розливи технологічної рідини для привибійного оброблення свердловин; порушення режимів роботи обладнання збирання газу; порушення герметичності системи збирання і транспортування видобутої вуглеводневої продукції.

Унаслідок виробничої діяльності (буріння, освоєння, експлуатації та капітального підземного ремонту свердловин) у межах родовищ техногенне навантаження на геологічне середовище відбувається за рахунок таких чинників: виїмання з надр гірських порід; фільтрації бурового та тампонажного розчинів; зміни мінерального складу та фільтраційно-ємнісних параметрів гірських порід у пристовбурних частинах свердловин; зміни хімічного складу підземних вод; утворення техногенних відкладів.

Додаткові екологічні чинники, які потрібно враховувати під час розроблення покладів вуглеводневої сировини, пов'язані з тим, що технології видобування передбачають істотні додаткові впливи на наявну інфраструктуру та навколишнє природне середовище, зумовлені відчуженням значних площ земельних ресурсів, залученням із наступним забрудненням великих об'ємів водних ресурсів, додатковим навантаженням на підприємства знешкодження відходів,

транспортні шляхи та ін.; невизначеність реакції геологічного середовища на впливи внаслідок гідророзривів (техногенні землетруси); мінімізація екологічних ризиків видобування газу сланцевих товщ потребує вдосконалення нормативно-правової бази.

Надійним інструментом управління станом навколишнього природного середовища може бути обґрунтування та створення різномасштабних постійно діючих еколого-технологічних моделей нафтогазоносних надр, за допомогою яких здійснюватиметься екологічний моніторинг навколишнього середовища.

Отже, з погляду екологічної безпеки геологічного середовища, одними з найнебезпечніших негативних наслідків процесів буріння та освоєння свердловин є можливе забруднення атмосферного приземного повітря, водоносних горизонтів та підвищення сейсмічної активності району робіт разом з деформаціями масиву гірських порід та денної поверхні [20].

Для реалізації екологічних заходів необхідно виконувати відповідні роботи за наступними позиціями: захист довкілля та мінімізація негативного впливу на нього; дотримання обов'язкових вимог екологічного та суміжного законодавства у сфері екології; упровадження та вдосконалення систем екологічного керування згідно з вимогами міжнародного стандарту ISO 14001:2015; дотримання принципу динамічного економічного розвитку при максимально раціональному використанні природних ресурсів та збереженні сприятливого навколишнього середовища; урахування екологічних чинників під час планування діяльності та здійснення закупівель технологій, матеріалів і устаткування, виконання робіт та послуг; підвищення ефективності виробничих процесів за рахунок застосування найкращих доступних технологій; забезпечення цільового планування дій, спрямованих на попередження та зниження негативного впливу на довкілля, із застосуванням ризик-орієнтованого підходу; підвищення екологічної культури та свідомості працівників щодо їх ролі у вирішенні питань, пов'язаних з охороною довкілля; забезпечення відкритості інформації про діяльність, пов'язану із впливом на довкілля.

Розділ 6. Організація та економіка бурових робіт

Цикл будівництва свердловини (ЦБС) включає такі види робіт [10, 24]:

Підготовчі роботи до будівництва (будівництво під'їзних шляхів, ліній електропередач, ліній зв'язку, трубопроводів, кушового підстави, буріння свердловини на воду і т.д.).

Будівельно-монтажні роботи (збірка бурової установки і привишкових споруд).

Підготовчі роботи до буріння (огляд та налагодження устаткування, оснащення талевої системи, буріння і кріплення шурфу, установка напрямки та ін.).

Буріння стовбура свердловини і його кріплення.

Обладнання гирла, випробування свердловини на приплив, здача свердловини в експлуатацію.

Демонтаж бурової установки і привишкових споруд, транспортування їх на нову точку, нейтралізація відходів, рекультивація земель.

Організація циклу будівництва свердловин в своїй основі містить взаємини між виробничими бригадами, основними виробничими фондами (буровими установками) і кінцевою продукцією (свердловинами). Найбільш поширені спеціалізована та комплексна форми організації ЦБС. При спеціалізованій організації виробничого процесу всі роботи на буровій ведуться 5 - 7 бригадами, які спеціалізуються на виконанні технологічно однорідних робіт. Після закінчення робіт бригади переходять на наступні об'єкти. При комплексній організації ЦБС всі роботи покладаються на виробничі бригади, що налічують 30 - 40 осіб. У ці бригади включаються робітники різних спеціальностей, які ведуть всі роботи, починаючи з вишкомонтажних і кінчаючи випробуванням свердловин.

Будівництво нафтових і газових свердловин здійснюється буровими підприємствами, що мають різну організаційно-правову форму і різну ступінь автономності в структурі нафтогазовидобувних компаній. Прийmemo традиційне найменування бурового підприємства: «Управління бурових робіт» (УБР).

УБР являє собою складну техніко-економічну систему і складається з великої кількості елементів (техніки, обладнання, технологічних процесів і прийомів, колективів людей, будівель, споруд тощо), що функціонують у тісній взаємодії для досягнення спільної мети за наявності зовнішніх і внутрішніх випадкових збурень. Характерними особливостями УБР є: наявність цілей функціонування, визначають її призначення; наявність управління, що представляє собою цілеспрямований вплив на систему; наявність ієрархічної структури, що складається з декількох рівнів підсистем у відповідності з їх взаємовідношенням; наявність процесу функціонування, що полягає в обміні матеріалами та інформаційними потоками в підсистемах.

Основною метою функціонування УБР є створення нових основних виробничих фондів – свердловин. Будівництво нафтових і газових свердловин – складний багатостадійний процес, що включає будівництво доріг, водоводів, ліній електропередач та зв'язку, транспортування та монтаж бурового обладнання та споруд, буріння і кріплення стовбура свердловини, випробування продуктивних пластів і т.д. Реалізація цих етапів, часто взаємопов'язаних здійснюється за допомогою допоміжні, обслуговуючі та управлінські процесів, які є базою для формування виробничої структури УБР.

Організаційна структура УБР включає виробничі підрозділи, які беруть участь у виготовленні основної продукції – свердловин, і органи управління підприємством. У ній також відображені організаційні, ієрархічні та технічні особливості підприємства. Центральна інженерно-технологічна служба (ЦІТС); районні інженерно-технологічні служби (РІТС); вишкомонтажних цех (ВМЦ) або контора (ВМК); цех випробування свердловин (ЦВС) або контора (КВС) відносяться до структурних підрозділів основного виробництва. До структурних підрозділів допоміжного виробництва відносяться: цех кріплення свердловин (ЦКС) або тампонажного контора (ТК); база виробничого обслуговування (БВО), що складається з прокатно-ремонтних цехів бурового обладнання (ПРЦБО), електропостачання (ПРЦЕП), турбобуров і труб (ПРЦТТ), цеху пароводопостачання (ЦПВП); цеху промивної рідини (ЦПР), цеху автоматизації ви-

робництва (ЦАВ). До непромислових господарств відносяться автотранспортна контора (АТК), будівельно-монтажне управління (БМУ) або ремонтно-будівельна дільниця (РБД), житлово-комунальна контора (ЖКК), навчально-курсний комбінат (НКК) і ряд інших підрозділів.

Будівництво свердловин являє собою сукупність комплексів окремих процесів, що відрізняються один від одного технологічними особливостями, застосовуваними технічними засобами та виконуваними спеціалізованими підрозділами. Кожен комплекс багато в чому є самостійним, що складається з основних, допоміжних, обслуговуючих та управлінських процесів. Наприклад, в вишкомонтажних комплексах, основний процес з будівництва вишки та монтажу обладнання виконується вишкомонтажними бригадами, а реалізація допоміжних процесів зосереджена в цеху металоконструкцій, заготівельному, ремонтно-механічному. Обслуговуючі процеси здійснюють управління виробничо-технічного обслуговування та комплектації обладнання (УВТО і КО), управління технологічного транспорту (УТТ), центральні бази виробничого обслуговування (ЦБВО), що входять до складу нафтогазовидобувних компаній. Управлінські процеси протікають в апараті вишкомонтажного цеху, у відділах головного механіка, головного енергетика і т.д.

Виконання основних виробничих процесів у будівництві свердловин – буріння і кріплення стовбура свердловини, а також іноді опробування експлуатаційних свердловин – здійснює бурова бригада. Допоміжні і обслуговуючі процеси зосереджені в цехах бази виробничого обслуговування УБР.

Управління всіма роботами з буріння здійснює апарат УБР. Апарат УБР виконує планово-організаційні та оперативно-господарські функції, які діляться в основному на завдання планово-перспективного розвитку та оперативного управління виробництвом. У перспективному плані на п'ять років і більше намічаються основні напрямки і темпи розвитку бурових робіт, шляхи вдосконалення техніки і технології робіт для забезпечення необхідного зростання обсягів буріння. У поточному плані розглядаються річні завдання з розбивкою по кварталах з метою виконання державного плану з будівництва свердловин шля-

хом ефективного використання наявних ресурсів, впровадження нової техніки і технології, прогресивних методів організації праці та управління. Важлива складова частина оперативного управління – оперативне планування (місячне, декадне, добове). На етапі оперативного планування складаються детальні графіки робіт на кожному об'єкті, планується підготовка виробництва, визначається потреба в матеріальних і трудових ресурсах, встановлюються завдання всім обслуговуючим і забезпечує підрозділам. Головним завданням оперативного управління, крім планування, є контроль за ходом виконання завдань на всіх виробничих об'єктах, регулювання виробництва при виникненні відхилень фактичного стану від планованого, оперативний облік кількісних і якісних результатів роботи.

Оперативні управлінські процеси в УБР покладаються на районну інженерно-технологічну службу (РІТС). Це орган оперативного контролю, обліку та регулювання ходу виробництва. РІТС організовує безперебійну роботу бурових бригад, веде оперативний контроль за виконанням плану-графіка будівництва свердловин, контролює своєчасність забезпечення бригад матеріально-технічними ресурсами, оперативно реагує на заявки, викликані аварійними ситуаціями. Основним оперативним обліковим документом в РІТС є «Журнал контролю за технологією буріння та обліку роботи бригад буріння і випробування свердловин». РІТС зобов'язана вживати своєчасних конкретні заходи з ліквідації аварій та ускладнень і регулярно інформувати центральну інженерно-технологічну службу (ЦІТС) про результати робіт.

Основними документами, на підставі яких здійснюється будівництво свердловин, є технічний проект і кошторис. Технічні проекти розробляють спеціальні проектні інститути (НДПІ) на підставі проектних завдань, що видаються замовником. Завдання містить: відомості про адміністративне розташування площі; номер свердловин, які повинні споруджуватися за даним проектом; інформацію про мету буріння, категорію свердловин, проектний горизонт і проектну глибину; коротке обґрунтування закладення свердловин; характеристику геологічної будови площі, перспективних на нафту і газ об'єктів, гірничо-

геологічні умови буріння; дані про пластові тиски, тиски гідророзриву порід, геостатичні температури, про об'єкти, що підлягають випробуванню в процесі буріння та випробування, про обсяг геофізичних, лабораторних та спеціальних досліджень, діаметри експлуатаційної колони, обсяги підготовчих робіт до будівництва, закінчення та випробування свердловини; відомості про будівництво об'єктів теплофікації, житлових і культурно-побутових приміщень; назву бурового підприємства, яке повинне будувати свердловини; іншу інформацію, необхідну для розробки проекту.

Технічний проект включає розділи:

- зведені техніко-економічні дані;
- підстава для проектування;
- загальні відомості;
- геологічна частина;
- конструкція свердловини;
- профіль стовбура свердловини;
- бурові розчини;
- поглиблення свердловини;
- кріплення свердловини;
- випробування свердловини;
- дефектоскопія,
- опресовування обладнання та інструменту;
- зведені дані про використання спецмашин і агрегатів при провідці свердловини;
- відомості про транспортування вантажів і вахт;
- заходи та технічні засоби для охорони навколишнього середовища;
- механізація, засоби контролю і диспетчеризація на буровій; техніка безпеки, промислова санітарія і протипожежна техніка;
- будівельно-монтажна частина;

- список нормативно-довідкових та інструктивно-методичних матеріалів, використовуваних при прийнятті проектних рішень;
- додатки.

У додаток до проекту включаються: геолого-технічний наряд, обґрунтування тривалості будівництва свердловини, схема розташування бурового обладнання, схеми обв'язки гирла свердловини при бурінні та випробуванні, норми витрати доліт, інструменту та матеріалів, профіль похилої свердловини, схему транспортних зв'язків, документи для обґрунтування додаткових витрат часу і коштів, а також до нього можуть включатися розрахунок обсадних колон, розрахунок цементування, спеціальні питання щодо попередження ускладнень, рішення за технологією поглиблення та випробування і т.д.

Кошторис на будівництво свердловини складають до кожного технічного проекту. Він визначає загальну вартість свердловини і служить основою для розрахунку бурового підприємства із замовником. Кошторис складається з таких розділів, що відповідають основним етапам будівництва свердловини:

Розділ 1. Підготовчі роботи до будівництва свердловини.

Розділ 2. Будівництво вишки, привишкових споруд, будівель котелень, монтаж і демонтаж обладнання.

Розділ 3. Буріння і кріплення свердловини.

Розділ 4. Випробування свердловини на продуктивність.

У вигляді окремих статей (крім згаданих розділів) до кошторису включають витрати на промислово-геофізичні роботи, резерв на виробництво робіт в зимовий час, витрати на топографо-геодезичні роботи, накладні витрати, планові накопичення (прибуток), додаткові витрати.

Бурова бригада перед початком будівництва свердловини отримує такі основні документи: геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт і інструктивно-технологічну карту.

Геолого-технічний наряд (ГТН) – це оперативний план роботи бурової бригади. Його складають на основі технічного проекту. Наряд на виробництво бурових робіт складається з двох частин. У першій частині вказують номер і

глибину свердловини, проектний горизонт, призначення її та спосіб буріння, характеристики конструкції свердловини, бурового обладнання та бурильної колони, терміни початку і закінчення робіт за нормами, витрати часу на буріння і кріплення окремих інтервалів і свердловини в цілому за нормами, планову та нормативну швидкості буріння, а також суму заробітної плати бригади. Другу, основну частину наряду становить нормативна карта. Ця карта дозволяє визначити нормативну тривалість робіт від початку буріння до перфорації експлуатаційної колони. Для складання карти використовують матеріали ГТН і галузеві або затверджені для даної площі норми часу на виконання всіх видів робіт. Для розробки нормативної карти свердловину розбивають на декілька нормативних пачок. У карті перераховують послідовно всі види робіт, які повинні бути виконані при бурінні кожної пачки. Вказують витрати часу на кожен вид робіт за нормами і розраховують витрати часу на буріння і кріплення кожної ділянки і в цілому свердловини.

Інструктивно-технологічна карта призначена для поширення передового досвіду роботи, накопиченого в районі. Вона складається з таких частин: режимно-технологічної, інструктивної та оперативного графіка будівництва. Карту складають на основі аналізу роботи бурових бригад і вахт, які досягли найбільш високих показників при бурінні свердловин на даній площі або при виконанні окремих видів робіт (наприклад, зі спуску і підйому бурильних колон). У режимно-технологічній частині поміщають рекомендації про типорозміри доліт, забійних двигунів, параметри режиму буріння і властивості промивальних рідин, при використанні яких можуть бути досягнуті найбільш високі показники буріння. В інструктивній частині висвітлюють нові або більш досконалі способи виконання окремих, насамперед, найбільш трудомістких видів робіт, наводять рекомендації про більш раціональну організацію виробничого процесу з урахуванням особливостей конкретної ділянки площі. Третя частина містить баланс часу буріння і кріплення з урахуванням рекомендацій, зроблених у перших двох частинах, і оперативний графік буріння свердловини в координатах «Глибина (м) - Тривалість (доба)». На графік нанесені дві криві: одна характе-

ризує процес поглиблення свердловини за нормами, зазначеними в нормативній карті; друга – процес поглиблення з урахуванням реалізації рекомендацій інструктивно-технологічної карти. Під час буріння буровий майстер на цей же графік наносить третю криву, що показує фактичні витрати часу на буріння і кріплення. Зіставляючи фактичну криву з двома першими, бурова бригада має можливість контролювати виконання нормативних показників поглиблення свердловини і зіставляти свою роботу з кращими досягненнями на площі.

Фактична картина будівництва свердловин створюється на підставі оперативного і статистичного обліку результатів бурових робіт. Оперативний і статистичний облік результатів бурових робіт здійснюється шляхом заповнення та затвердження певного числа документів, що охоплюють всі основні етапи будівництва свердловини. Документи діляться на первинні (вихідні) і підсумкові (узагальнюючі). До первинних відносяться добовий рапорт бурового майстра, акти результатів кріплення і добовий рапорт про закінчування, освоєння і випробування свердловини та ін. До підсумкових – всі форми галузевої статистичної звітності.

Значне ускладнення умов буріння, пов'язане із зростанням глибин свердловин, можливість великих техніко-економічних втрат внаслідок прийняття не своєчасних або некваліфікованих рішень з управління процесами будівництва свердловин призвели до необхідності створення та використання в бурінні систем телеконтролю. Ці системи служать для передачі на диспетчерський пункт інформації про найважливіші параметри технологічних процесів з метою подальшого прийняття висококваліфікованим спеціалістом ефективних керуючих рішень.

ВИСНОВКИ

1. Залучення до промислової широкомасштабної розробки Західно-Огульцівської перспективної на нафту і газ площі, є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику.

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

3. При розробці проекту було виконано вибір: прогресивної конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та можливі неконтрольовані викиди пластових флюїдів; надійним запобіжником останнього є також розробка регламенту гідравлічної програми промивання свердловини із обґрунтуванням густини бурового розчину, що забезпечує необхідний протитиск на напірні горизонти.

4. Пропонується до застосування у виробничих умовах удосконалена система заходів буріння та виконання свердловинних технологічних операцій, які дозволять значно підвищити техніко-економічні показники бурового процесу.

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

6. В роботі, окрім іншого, розроблено параметричну карту технології відпрацювання породоруйнівного інструменту із сталими показниками.

7. Розглянуті питання проектування досконалого способу буріння із вибором відповідного бурового і технологічного інструменту.

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

Перелік посилань

1. Єгурнова М.Г. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини / М.Є. Єгурнова, М.Я. Зайковський. – К.: Наукова думка, 2005. – 196 с.
2. 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.
3. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
4. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
5. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
6. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
8. Костюченко М.М. Гідрогеологія та інженерна геологія / М.М. Костюченко, В.С. Шабатин. – К.: Київ. університет, 2005. – 159 с.
9. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
10. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
11. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
12. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

13. Мислюк М.А.; Рибчич І.Й.; Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
14. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
15. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
16. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
17. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
18. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
19. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенцов // Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493 с.
20. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
21. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
22. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
23. КНД 41-00032626-00-326-99. Визначення забруднення ґрунтів навколо бурових площадок. – К.: Держкомекології, 1999. – 46 с.
24. Фадеева І.Г. Нафтогазовий комплекс як об'єкт стратегічного управління на засадах синергетичного підходу / І. Г. Фадеева // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 4 (4). – С. 33 – 40.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.05.ПЗ	Пояснювальна записка	104	
5					
6		НГІБ.КР.22.05.ДМ	Демонстраційний матеріали	14	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	

ДОДАТОК Б ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка системи заходів буріння та виконання свердловинних технологічних операцій для умов Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі»
студента групи 185м-20-1 ГРФ, Трояна Владислава Олександровича

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

2. Залучення до розробки Західно-Огульцівської перспективної нафтогазоносної площі є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби.

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

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

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: вказано обґрунтовані шляхи підвищення базових показників швидкостей спорудження свердловин та ступеню надійності і безпечності виконання бурових робіт за рахунок удосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових і свердловинних робіт.

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

7. Кваліфікаційна робота відповідає стандартам щодо їх оформлення.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «відмінно» (92 бали).

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

Керівник кваліфікаційної роботи,

доц., зав. каф. НГІБ

С.А. Коровяка