

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студентки Капельки Вікторії Вікторівни
(ПІБ)

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

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

спеціалізації _____

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

на тему Розробка типового технологічного регламенту експлуатації газових свердловин
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

(підпис)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

« 25 » квітня 2022 року**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, магістра)

студентці Капельці Вікторії Вікторівні академічної групи 185-19ск-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»на тему Розробка типового технологічного регламенту експлуатації газових свердловин

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

№ 203-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	<i>Гірничо-геологічна і геофізична характеристика типової ділянки проведення бурових та експлуатаційних робіт з газовидобутку. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах масивно-пластового газоконденсатного родовища з урахуванням властивостей непродуктивних горизонтів та пластових умов порідколекторів, а також розробка типового регламенту наступної експлуатації газових свердловин.</i>	06.06.22 р.
Охорона праці та навколишнього середовища	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.</i>	10.06.22 р.

Завдання видано _____ Коровяка Є.А.

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2022 р.Прийнято до виконання _____ Капелька В.В.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 98 с., 15 рис., 7 табл., 2 додатки, 30 джерел.

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, ПЛАСТОВИЙ ТИСК, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ГАЗОВИЙ КОНДЕНСАТ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА, ПОКЛАД.

Сфера застосування – буріння та експлуатація газових свердловин.

Об'єкт розроблення – технологія виконання бурових робіт при спорудженні свердловини (на типовому прикладі ділянки Шебелинського газоконденсатного родовища Харківської обл.) та проектування інноваційного регламенту експлуатації газових свердловин.

Мета роботи – підвищення та забезпечення сталості показників процесів спорудження та подальшої розробки експлуатаційними свердловинами покладів Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання свердловинних та інших допоміжних робіт.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір прогресивної конструкції свердловини; розроблено параметри бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти; запропоновано інженерну методику підвищення газовилучення, розроблено елементи системного підходу до проектування ефективних систем розробки газових родовищ. Всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – створено вдосконалену технологію буріння свердловин, що базується на прогресивних техніко-економічних показниках та розроблено елементи проектування ефективних систем розробки газових покладів, зокрема прикладна методика виконання свердловинних видобувних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення ефективності та ступеню безпечності виконання бурових та свердловинних експлуатаційних робіт з видобутку кондиційної вуглеводневої сировини.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Загальні геолого-технічні умови проведення бурових робіт.....	6
1.1	Основні відомості про район проектних робіт.....	6
1.2	Геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння і експлуатації свердловин.....	9
Розділ 2	Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи.....	17
2.1	Вибір і обґрунтування раціональної конструкції свердловини.	17
2.2	Вибір способу буріння та відповідного породоруйнівного інструменту.....	23
2.3	Вибір конструкції бурильної колони, раціональних режимів буріння та необхідного бурового обладнання.....	26
2.4	Попередження та ліквідація ускладнень при бурінні.....	47
Розділ 3	Створення типового технологічного регламенту експлуатації газових свердловин.....	50
3.1	Шляхи вдосконалення існуючих та розробки прогресивних методів підвищення газонафтовилучення.....	50
3.2	Оцінка технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів.....	51
3.3	Вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху вуглеводнів в привибійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.....	60
3.4	Теоретичні основи і фізико-хімічний механізм посилення внутрішньопластового руху вуглеводнів.....	66
3.5	Критерії, що визначають ефективність процесу підвищення вилучення вуглеводнів відносно властивостей контактуючих фаз.....	75
3.6	Обмежувальні умови при використанні прийомів та методів впливу на вуглеводневі пласти-колектори.....	79
Розділ 4	Охорона праці та навколишнього середовища.....	83
	ВИСНОВКИ.....	93
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	94
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	97
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	98

ВСТУП

В умовах значної залежності України від імпорту енергоносіїв та постійного зростання їх вартості, основними напрямками розвитку паливної галузі держави є: збільшення власного видобутку вуглеводнів; освоєння видобутку наявних запасів вугілля; розвиток альтернативних і нетрадиційних видів палива; встановлення дієвого обліку та контролю за використанням енергоресурсів.

Аналіз джерел інформації доводить, що у світовій практиці склалася тенденція до зростання частки природного газу, використання якого найбільш повно відповідає вимогам енергетичної, економічної і екологічної ефективності.

Зниження видобутку власного газу в Україні є об'єктивно-закономірним і пов'язане з виснаженням на 80 - 90% основних значних за запасами газоконденсатних родовищ України – Шебелинського, Хрестищенського, Єфремівського, Мелихівського, Кегичівського, Рудківського, Битківського та ін.

Цілком очевидно, що видобуток газу з виснажених родовищ буде зменшуватися незалежно від рівня видобувних технологій. Короткочасне його підтримання вимагає впровадження складних і капіталомістких технологій. При цьому прискорюються темпи виснаження пластової енергії і тим самим створюються умови для обвального падіння видобутку в майбутньому.

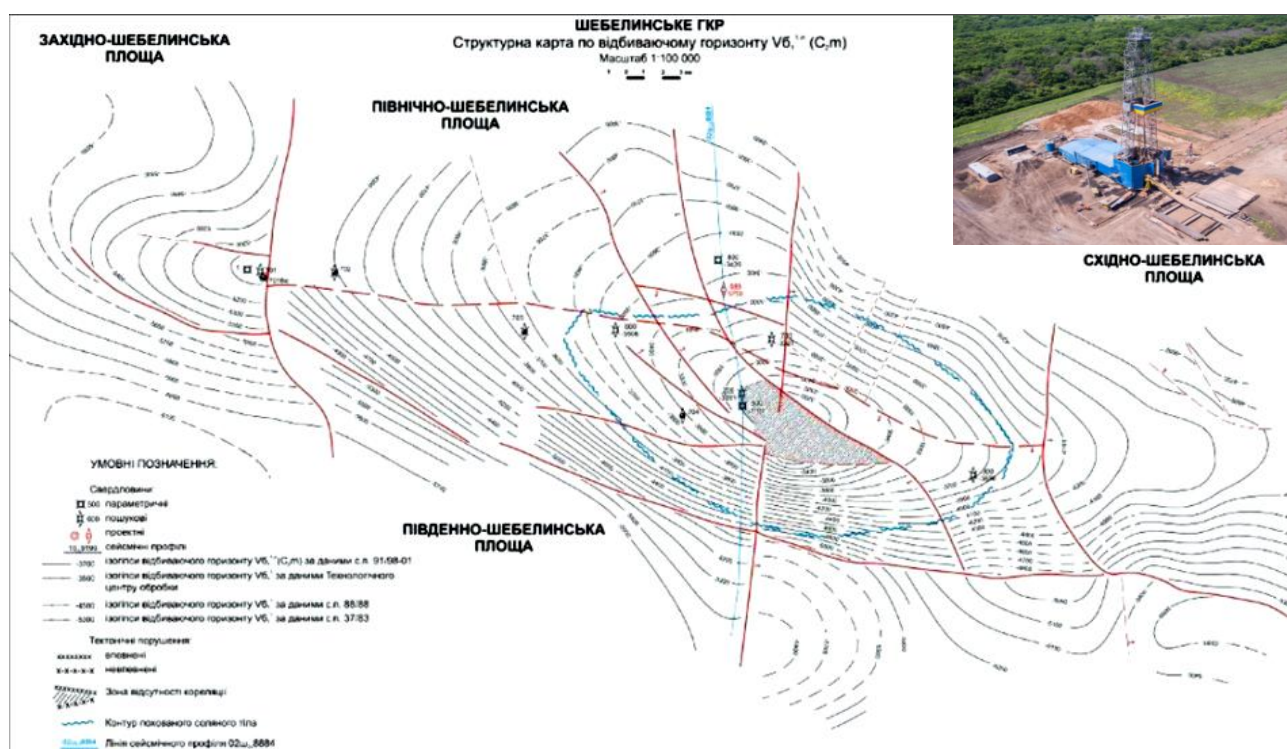
Крім того, на багатьох родовищах у свердловинах спостерігаються технічні ускладнення, які пов'язані зі старінням експлуатаційного фонду. Ураховуючи те, що більшість свердловин на крупних родовищах пробурені у 60 - 70 роках ХХ століття, це, безумовно, стає важливим чинником під час планування подальшого освоєння родовищ вуглеводнів. Адже перебурювання цілих покладів з метою заміни існуючого фонду потребує значних матеріальних ресурсів.

З огляду на викладене, метою даної роботи є розробка прогресивної технології спорудження та наступної експлуатації свердловини в умовах відкладів Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища, яке за запасами є гігантським та заввишки становить понад 1000 м і складається з чотирнадцяти продуктивних горизонтів пермі-верхнього карбону і картамиської світи нижньої пермі (згідно геологічній періодизації).

Розділ 1. Загальні геолого-технічні умови проведення бурових робіт

1.1 Основні відомості про район проектних робіт

Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену і поділяється на Прип'ятську нафтогазоносну область, що розміщується на території Білорусі та Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область (ДДНГО) у межах України [1]. Вона займає Придніпровську низовину та Полтавську рівнину на лівобережжі Дніпра на території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей. Найбільша кількість родовищ нафти і газу зосереджена у межах Сумської, Полтавської та Харківської областей. Загальна площа ДДНГО становить 101,8 тис. км².



Рисунк 1.1. Структурна карта району бурових робіт (Шебелинське ГКР)

Прип'ятська та Дніпровсько-Донецька НГО пов'язані з крупними структурами осадового чохла – Прип'ятською та Дніпровсько-Донецькою западинами (ДДЗ), розділеними Брагінсько-Лоєвською сідловиною (Чернігівським виступом докембрійського фундаменту). Район проектних робіт – Шебелинське газоконденсатне родовище (ГКР), на цей час є найбільшим за розмірами газо-

носним структурним елементом ДДЗ і розташоване в Балаклійському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Балаклія, в приосьовій зоні східної частини ДДЗ, на межі з північною прибортовою зоною в Машівсько-Шебелинському газоносному районі (рис. 1.1) [2].

У листопаді 1949 р. на Шебелинській структурі було закладено свердловину № 1 із проектною глибиною 3000 м із розкриттям на вибої девонських відкладів. Перспективними, з точки зору нафтогазоносності, на той час вважали відклади карбону і девону. У травні 1950 р. у процесі розкриття цією свердловиною нижньоангідритового горизонту нижньої пермі на глибині 1464 м було отримано відкритий газовий фонтан. Відтоді Шебелинська площа перейшла в промислову розвідку масивно-пластового покладу у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону. Ця розвідка виявила унікальне за запасами родовище, яке розробляють і донині (рис. 1.2) [3].

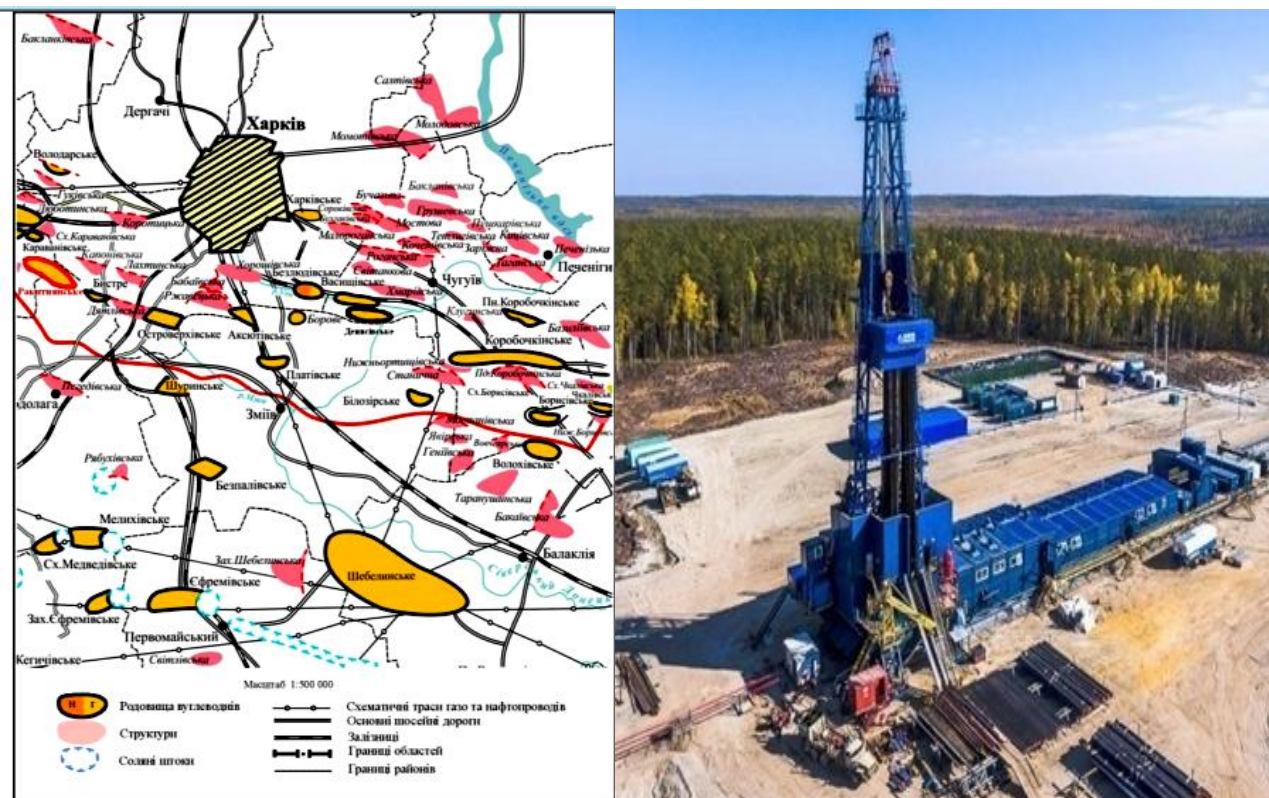


Рисунок 1.2. Оглядова карта району бурових робіт (Шебелинське ГКР)

У промислову розробку родовище введено в 1956 р. Поклад був розділений на експлуатаційні об'єкти (зверху) в микитівській, картамиській і араукари-

товій світах. Початкові дебіти свердловин становили 500 – 536 тис. м³/добу. Всього на родовищі пробурено понад 600 свердловин.

Історію розробки родовища поділяють на такі періоди: 1) 1956 - 1967 рр. – період інтенсивного розбурювання площі експлуатаційними свердловинами (30 - 35 свердловин на рік) і зростаючого видобутку газу; 2) 1968 - 1971 рр. – нарощування експлуатаційного фонду свердловин і постійний видобуток газу на рівні 20,8 - 33,2 млрд м³/рік; 3) з 1971 р. – зниження видобутку газу.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них дали до 5 - 6 млрд м³ газу, а в середньому по родовищу на 1 свердловину припадає близько 930 млн м³. Їх висока продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями. Характерною особливістю розробки родовища є також збільшення з часом відбору газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956 - 1971 рр.) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м³, то в 1972 - 1988 рр. він збільшився до 35,9 млрд м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд м³. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд м³ та є значно більшою, ніж початкові розвідані запаси) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95%.

Транспортні умови району робіт сприятливі, через нього проходить автомобільна дорога Т-2105 Харків - Зміїв - Балаклія - Веселе, залізнична дорога: лінія Харків - Красний Лиман. Найближчим магістральним газопроводом є газопровід Шебелинка - Полтава - Київ (діаметром 700 мм).

Позитивний аспект розробки родовища – створення робочих місць, забезпечення потреб населення послугами підприємств [2, 4].

1.2 Геологічна характеристика району робіт та гірничо-геологічні умови буріння і експлуатації свердловин

Дніпровсько-Донецька НГО пов'язана з однойменною западиною, яка є частиною лінійної структури – Сарматсько-Туранського лінеаменту, що простягається від Балтійського моря до передгір'їв Тянь-Шаню. Її виникнення пов'язане з глибокими розколами земної кори, можливо, спочатку у рифеї, а потім – у девоні, формуванням систем авлакогенів, які пізніше, зі зменшенням інтенсивності тектонічних напружень, перетворилися на западини [1].

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень – це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент [5]. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного віку цих порід свідчать про присутність практично всіх основних архейських і палеопротерозойських стратиграфічних підрозділів. Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах бортів ДДЗ, де залягають неглибоко.

Основними стратиграфічними підрозділами ДДНГО є: палеозой, мезозой та кайнозой. Палеозой представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем. Мезозой – відкладами тріасу, юри і крейди. Кайнозой представлений відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем (рис. 1.3).

Розмір структури 29x10,5 км по контуру газоносності, який контролюється абсолютною позначкою – 2270 м. Амплітуда структури 1160 м. Складка розбита порушеннями на окремі блоки, вертикально зміщені на 80 - 200 м, основний поздовжній скид має амплітуду до 80 м.

Розкритий геологічний розріз родовища складений породами від кам'яновугільних до четвертинних. Підняття простежується по всіх відкладах, крім палеогенових. Крила складки по палеозойських відкладах досить круті: південне до 38°, північне до 15°; амплітуда зменшується в напрямку від давніших до молодших відкладів [4, 6].

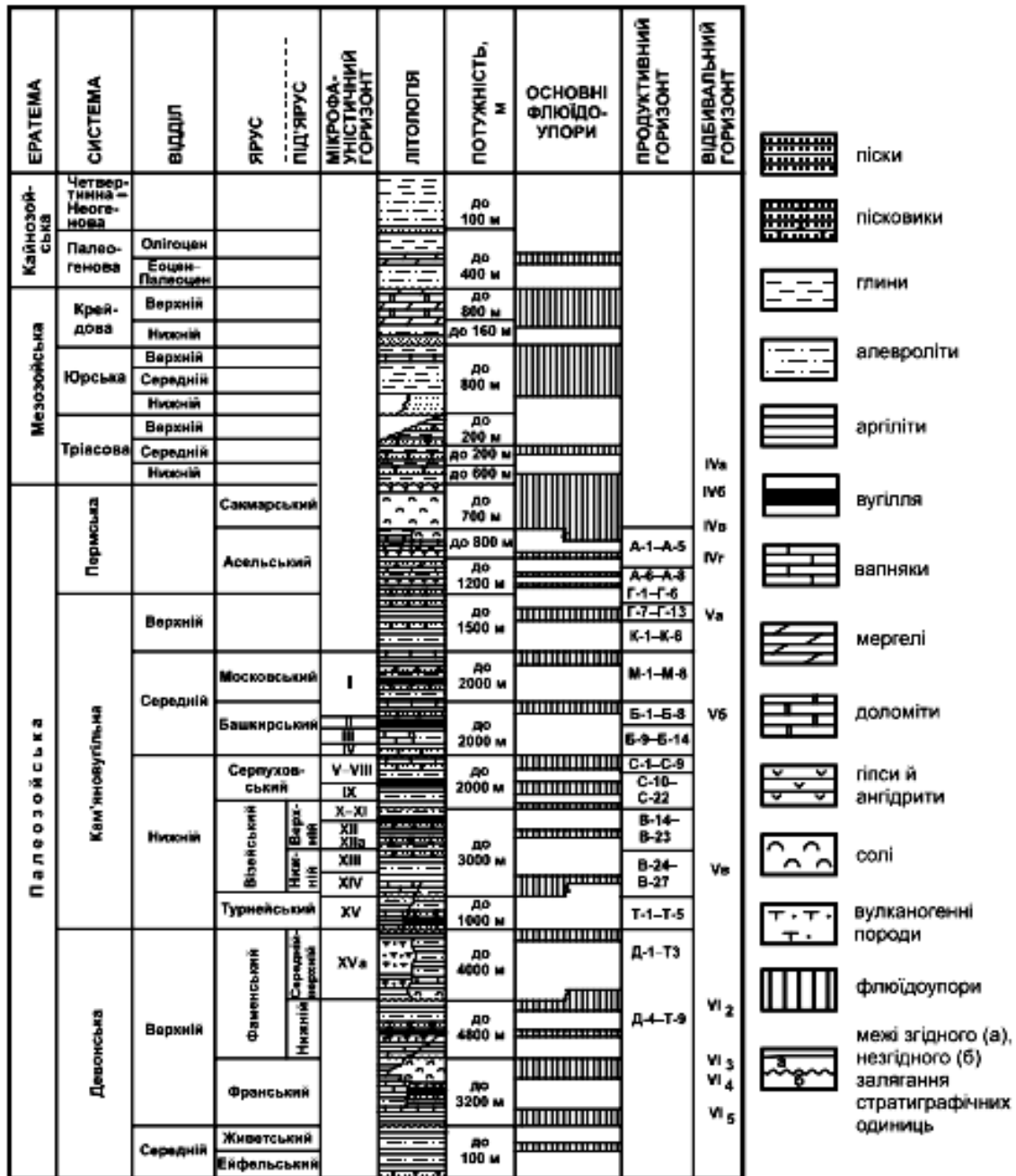


Рисунок 1.3. Зведений розріз ДНГО

Газоносні горизонти приурочені до відкладів нижньої пермі й верхнього карбону. Окрім того, промислові припливи газу одержані із відкладів тріасу. Основний продуктивний горизонт тріасу представлений пісковиком товщиною 6 - 8 м, який залягає у підшві карбонатної товщі. Пористість пісковика витримана по площі і змінюється від 16 до 20%, середня проникність становить 0,106 мкм². Найбільш високопродуктивними горизонтами нижньої пермі є п'ять горизонтів світи мідистих пісковиків і нижній ангідритовий горизонт. Їх пористість

змінюється від 14 до 37%, проникність – від 0,001 до 0,019 мкм². Разом з тим спостерігаються сильна тріщинуватість і кавернозність карбонатних порід. Товщина розкритої частини газонасиченого розрізу сягає 1700 м. Газоносні горизонти залягають в інтервалі глибин від 750 до 2400 м (рис. 1.4) [6]. Для родовища характерна наявність над газонасиченими відкладами потужної товщі слабопроникних соленосних порід ранньопермського віку загальною товщиною 250 - 800 м, які являють собою покришку [1].

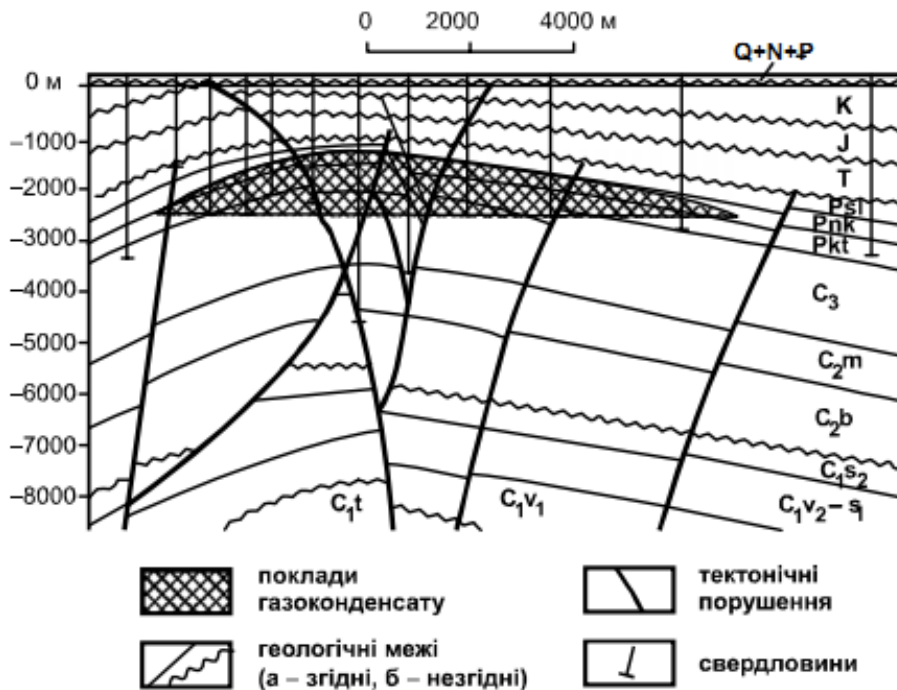


Рисунок 1.4. Шебелинське ГКЗ, геологічний розріз

Газовий поклад має аномальний пластовий тиск, що значно ускладнює процес буріння свердловин і призводить до аварійних викидів. Початковий пластовий тиск дорівнював 27,9 МПа, який у процесі розробки родовища помітно зменшився. Відповідно зменшувався середній дебіт однієї свердловини від 500 до 46 тис. м³/добу.

Газ за складом метановий, вміст метану досягає 93 - 94%, вміст його гомологів – майже 5%. Крім того, в газі трапляються домішки азоту (приблизно 1%), вуглекислого газу (0,1%) і незначна кількість конденсату (до 10 г/м³) густиною 760 - 770 кг/м³. Вміст сірки в конденсаті близько 0,02% [7].

При розкритті покладів газу в межах ДДНГО, що розташовуються на глибині 354 - 5800 м та перебувають у надрах під тиском 4,0 - 68,4 МПа при температурі 22 - 125°C, свердловини звичайно фонтанують з дебітом 10 – 2156 тис. м³/доб газу. Промислово газоносні породи представлені переважно піщаниками пористістю 2 - 31% і проникністю $(0,1 - 2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (якщо пористість становить 2%, а проникність – тільки $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то це означає, що газ добуваються в основному не з пор, а із тріщин, що розсікають гірську породу). У складі горючих природних газів Дніпровсько-Донецької западини відзначаються такі компоненти, %: метан 61,01 - 99,84; етан 0,10 - 20,00; пропан 0,04 - 11,25; бутан 0,01 - 4,03; пентан і вищі вуглеводні 0,009 - 11,14; азот 0,03 - 13,54 і вуглекислий газ 0,02 - 5,76. Крім того, у газах часто втримується природний газоконденсат (2,9 - 1380 г/м³) [8].

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

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

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

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів. Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний [9].

На ділянці робіт передбачається експлуатаційне буріння. Кількість свердловин: 2 (№ 12, 13). Майданчик свердловин межує:

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

Характеристика підготовчих робіт: підготовка ділянки під будівельні роботи (планування території); зведення комплексу бурового обладнання і привезених споруд, що використовуються при влаштуванні свердловин (тимчасові виробничі споруди); влаштування тимчасових інженерних мереж; вивезення будівельних відходів.

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

Об'єктом діяльності є влаштування свердловин № 12, 13 Шебелинського газоконденсатного родовища з подальшим видобуванням вуглеводнів. В разі отримання промислового притоку вуглеводнів підключення свердловин до установок підготовки газу.

Для своєчасного виконання робіт проектними матеріалами передбачено: максимальна механізація усіх трудових процесів; застосування прогресивної технології при виконанні будівельних робіт, а також максимально можливе їх поєднання; оснащення будівельних бригад високопродуктивними машинами та

механізмами з урахуванням комплексної механізації будівельних процесів; своєчасне забезпечення будівництва матеріально-технічними ресурсами.

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

Призначення свердловин: експлуатація газоконденсатних покладів гор. пермі (А-2) верхнього (Г-11, Г-12-13, К-4, К-5, К-6) карбону [11]. Профіль свердловин: похило-спрямований. Проектний вибій: розривні порушення відкладів верхнього та середнього карбону. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Шебелинському газоконденсатному родовищі наведена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Шебелинського ГКР

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія порід		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гідророзриву	
0-200	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0130	Обвали
200-400	Глина, пісок, мергель	II	II	0,0100	0,0140	Осипи, обвали
400-800	Аргіліт, вапняк, крейда	III	II	0,0106	0,0150	Поглинання
800-1400	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0114	0,0170	Осипи
1400-2200	Аргіліт, вапняк, чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів	VI	III	0,0134	0,0160	Жолобоутворення та каверноутворення, поглинання
2200-2850	Пісковики	VI	V	0,0139	0,0180	Зона газопроявлень

На площі пробурений ряд розвідувально-експлуатаційних свердловин № 1 - 4, 6 - 8 на відклади пермі (А-2) середньою глибиною 3760 м. Свердловини

бурилися за триколонною конструкцією при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140. В них всіх відзначалась наявність яскраво виражених зон аномально високого пластового тиску (АВПТ) і несумісність умов буріння. В усіх пробурених свердловинах питні води кайнозою ізолювали кондуктором, проміжними колонами перекривали мезозойські відклади, експлуатаційною – проектні горизонти з АВПТ.

Через несприятливі геологічні умови або неможливість повернення на нижні горизонти свердловини відповідно № 2, та 6 ліквідовані.

Через несприятливі геологічні умови або неможливість повернення на нижні горизонти свердловини відповідно № 2, та 6 ліквідовані.

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 проміжні колони - гуматно-акриловий розчин густиною від 1160 - 1220 кг/м³ до 1240 - 1280 кг/м³; 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 поглинання, в основному у верхньому водоносному розрізі; зтяжки, прихоплення бурового інструменту, жолобоутворення, осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу. Найважчими з ускладнень буж газопрояви в зоні АВПТ, які спостерігалися в усіх свердловинах [2].

Результати дослідження матеріалів проводки свердловин, у т.ч. змін густини бурового розчину по інтервалах буріння, виникнення і ліквідації газопроявів, розрахунків пластового тиску в процесі газопроявів і при випробуванні об'єктів в експлуатаційній колоні дозволяють уточнити очікувані пластові тиски і розрахункові значення густини бурового розчину для буріння проектних свердловин [3].

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

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

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 [10].

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

Розділ 2. Техніко-технологічна частина кваліфікаційної роботи

2.1 Вибір і обґрунтування раціональної конструкції свердловини

Поєднання обсадних колон різних діаметрів, складають конструкцію свердловини, яка, в кінцевому підсумку, залежить від діаметру експлуатаційної колони [12]. При виборі діаметру експлуатаційної колони розвідувальних свердловин на структурах з виявленою продуктивністю газових горизонтів, вирішальний чинник – це забезпечення умов для проведення випробування пластів і наступної експлуатації промислових об'єктів.

У розвідувальних свердловинах пошукового характеру на нових площах діаметр експлуатаційної колони залежить від необхідного числа проміжних обсадних колон, якості отриманого кернавого матеріалу, можливості проведення геофізичних робіт і випробування розкритих перспективних об'єктів на приплив. Свердловини цієї категорії після спуску останньої проміжної колони можна бурити долотами діаметром 140 мм і менш з наступним спуском 114-мм експлуатаційної колони або колони меншого діаметру.

Найбільш жорсткі вимоги, за якими визначають діаметр експлуатаційної колони, диктуються умовами експлуатації свердловин. Зниження рівня рідини при видобутку нафти або води в обсадній колоні і зменшення тиску газу в пласті обумовлює виникнення мнучих навантажень. Внаслідок цього обсадна колона має бути складена з труб такої міцності, щоб в процесі експлуатації не сталося зім'яття.

При проектуванні конструкцій газових і газоконденсатних свердловин необхідно враховувати наступні особливості [13]: тиск газу на гирлі близький за значенням до забійного, що вимагає забезпечення найбільшої міцності труб у верхній частині колони; незначна в'язкість газу обумовлює його високу проникаючу здатність, що підвищує вимоги до герметичності різьбових з'єднань і за колонного простору; інтенсивний нагрів обсадних колон призводить до виникнення додаткової температурної напруги в незацементованих ділянках колони і вимагає врахування цих явищ при розрахунку їх на міцність; можливість газо-

вих викидів в процесі буріння вимагає встановлення противикидного устаткування; тривалий термін експлуатації і пов'язана з ним можливість корозії експлуатаційних колон вимагають застосування спеціальних труб із захисним покриттям і пакерів [14].

Загальні вимоги, що пред'являються до конструкцій газових і газоконденсатних свердловин: достатня міцність конструкції у поєднанні з герметичністю кожної обсадної колони і цементного кільця в затрубному просторі; якісне відокремлення усіх горизонтів і в першу чергу газонафтових пластів; досягнення передбачених проектом режимів експлуатації свердловин, обумовлених проектами розробки горизонту (родовища); максимальне використання енергії пласта газу для його транспортування по внутрішньопромислових і магістральних газопроводах.

Щоб забезпечити кращі умови буріння, найбільш ефективну технологію проводки і попередити можливі ускладнення, під час проектування конструкції свердловини необхідно враховувати: характеристику порід, що розкриваються свердловиною, з точки зору можливих обвалів, осипів, каверноутворення; проникність порід і пластові тиски; наявність зон можливих газо-, нафто- і водопроявів і поглинань промивальної рідини і умови, при яких ці ускладнення виникають; температуру гірських порід в стовбурі свердловини; кути падіння порід і частоту чергування їх по твердості [10].

Породи з низькою міцністю мають бути перекриті обсадною колоною (або колонами) відразу ж після розкриття усієї їх товщини, оскільки при бурінні можуть утворитися обвали і різко ускладнитися роботи по проходці.

Зони з різним характером ускладнень (прояви і поглинання) також мають бути ізольовані одна від одної, якщо пластові тиски перевищують тиски гідророзриву порід, оскільки попередження кожного з цих ускладнень досягається прямо протилежними несумісними методами.

Температура гірських порід в процесі буріння значно впливає на в'язкість, статичну напругу зрушення (СНЗ) і водовіддачу бурового розчину: чим вище температура гірських порід, тим важче підтримувати ці параметри в допусти-

мих межах. Іноді окрім термостійких реагентів для проходження таких зон вимагаються різні несумісні системи бурових розчинів, що викликає необхідність відокремлення подібних зон обсадними колонами. Значна різниця температур вимагає застосування тампонажних цементів різних типів.

Кути падіння гірських порід і частота чергування їх по твердості за інших рівних умов чинять домінуючий вплив на темп викривлення стовбура в процесі буріння. Чим більше утлі падіння порід (приблизно до 60°) і чим частіше за породу з різною твердістю перешаровуються, тим вище темп мимовільного набору кривизни [12].

Коливання значень зенітного і азимутного кутів є основною причиною утворення вироблень жолобів в стовбурі і перешкоджають досягненню обсадними колонами проектних глибин внаслідок їх заклинювання при спуску в жолобах. Для успішного виконання заданої програми кріплення необхідно, щоб кути викривлення стовбура вертикальної свердловини були мінімальними. Якщо проектна конструкція порушується, то виникає небезпека ліквідації свердловини в результаті неможливості довести її до проектної глибини.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрям і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають [15]: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим забоем; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, у т.ч. з непромисловими запасами; - виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

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

необхідно збільшувати.

Обсадні колони за призначенням підрозділяються таким чином [10]. Напрямок – перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напрямок, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямками, коли верхня частина розрізу представлена льосовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Кондуктор – колона обсадних труб, призначених для відокремлення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від забруднення, монтажу противикидного устаткування і підвіски наступних обсадних колон. Проміжна обсадна колона (їх може бути декілька) служить для відокремлення несумісних за умовами буріння зон при поглибленні свердловини до намічених глибин. Проміжні обсадні колони можуть бути наступних видів: суцільні – перекривають увесь стовбур свердловини від забою до її гирла незалежно від кріплення попереднього інтервалу; хвостовики – для кріплення тільки необсадженого інтервалу свердловини з перекриттям попередньої обсадної колони на деяку величину; летючки – спеціальні проміжні обсадні колони, що слугують тільки для перекриття інтервалу ускладнень і не мають зв'язку з попередніми або наступними обсадними колонами. Експлуатаційна – остання колона обсадних труб, якою кріплять свердловину для відокремлення продуктивних горизонтів від інших порід і витягання зі свердловини нафти або газу або для нагнітання в пласти рідини або газу. Іноді, в якості експлуатаційної колони може бути використана (частково або повністю) остання проміжна колона.

Основні параметри конструкцій свердловини: число і діаметр обсадних колон, глибина їх спуску, діаметри доліт, які потрібні для буріння під кожен обсадну колону, а також висота підйому і якість тампонажного розчину за ними, забезпечення повноти витіснення бурового розчину.

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

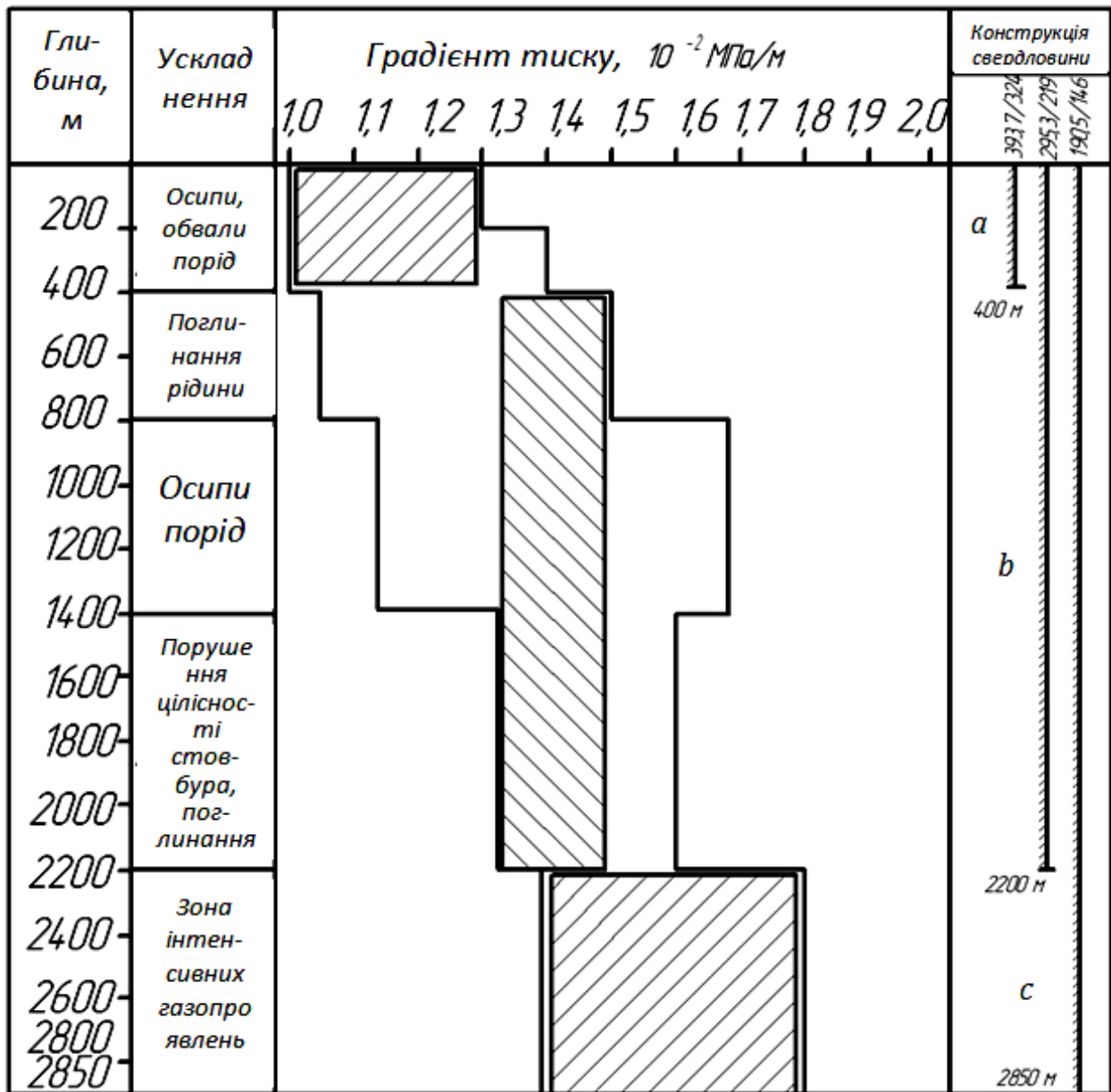


Рисунок 2.1. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху [12]. Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини в умовах Шебелинського масивно-пластового газоконденсатного родовища і складає - 146 мм.

Відповідно до графіка (рис. 2.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1): на інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрям, з повною цементацією затрубного простору; на інтервалі 0 - 400 м - кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до осипів і обвалів), з

повною цементациєю затрубного простору; на інтервалі 0 - 2200 м - проміжна колона (для перекриття порід, схильних до поглинань промивальної рідини і деформацій), з повною цементациєю затрубного простору; на інтервалі 0 - 2850 м - експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Хід визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

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

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

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

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

2) визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

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

у відповідності до ДСТ на обсадні труби [14], приймаємо зовнішній діаметр проміжної колони: $D_{\text{зн}}^{\text{пр}} = 219$ мм, з діаметром муфти - $D_m^{\text{пр}} = 245$ мм.

3) діаметр долота для буріння під проміжну колону:

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

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

4) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

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

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

5) діаметр долота для буріння під кондуктор:

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

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $D_{\delta}^{\text{к}} = 393,7$ мм.

6) діаметр шахтного напрямку дорівнює:

$$D_{\text{вн}}^{\text{ш}} = D_{\delta}^{\text{к}} + 50 = 393,7 + 50 = 443,7 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

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

Отримані дані зводимо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1
Характеристика конструкції свердловини

Назва колони	Позначення на графіці тисків	Зовнішній діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	-	444,5	10	До гирла	-
Кондуктор	<i>a</i>	324	400	До гирла	393,7
Проміжна	<i>b</i>	219	2200	До гирла	295,3
Експлуатаційна	<i>c</i>	146	2850	До гирла	190,5

Для встановлення шахтного напрямку буде споруджено спеціальний шурф [10].

2.2 Вибір способу буріння та відповідного породоруйнівного інструменту

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками [15].

При поглибленні свердловини порода може руйнуватися добанням, свердлінням або (та) стиранням. Кожному з цих видів руйнування відповідають основні методи буріння: ударний, обертальний, ударно-обертальний [10].

Найбільше застосування отримало обертальне буріння. При цьому способі циліндричний стовбур формується долотом, що безперервно обертається. Розбурені частки в процесі буріння також безперервно виносяться на поверхню циркулюючим буровим розчином. При обертальному бурінні долото занурюється в породу в результаті одночасної дії осового зусилля (навантаження), спрямованого перпендикулярно до площини забою, і окружного зусилля від обертового моменту.

Розрізняють наступні основні способи обертального буріння:

1) роторне буріння, при якому двигун, що приводить в обертання долото на забої за допомогою колони бурильних труб, знаходиться на поверхні;

2) буріння з використанням забійного (занурюваного) двигуна, при цьому останній (турбобур, гвинтобур, електробур) розміщується безпосередньо біля вибою свердловини – над долотом.

Буровий ротор призначений для виконання наступних функцій: обертання (вертикально переміщеної) бурильної колони в процесі проходки свердловини роторним способом; сприйняття реактивного крутного моменту і забезпечення подовжньої подачі бурильної колони при використанні забійних двигунів; утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини при нарощуванні і спуско-підіймальних операціях; провертання інструменту при аварійних роботах, що зустрічаються в процесах буріння і кріплення свердловини.

Ротори відносять до основних механізмів бурової установки. Їх розрізняють за діаметром прохідного отвору, потужності і допустимим статичним навантаженням. За конструктивним виконанням ротори ділять на нерухомі і такі, що переміщуються зворотно-поступально відносно гирла свердловини у вертикальному напрямі.

Привід ротора здійснюється за допомогою ланцюгових, карданних і зубчастих передач від бурової лебідки, коробки передач або індивідуального двигуна. Залежно від приводу ротори мають ступінчасту, безперервно-ступінчасту і безперервну зміну швидкостей і моментів обертання. Для сприйняття реактивного крутного моменту їх забезпечують стопорними пристроями, що встановлюються на швидкохідному валу або на столі ротора. Рухливі деталі змащуються розбризкуванням і примусовим способом. Поставляють ротори в двох виконаннях - з пневматичним клиновим захопленням для утримання труб і без нього.

Конструкція ротора повинна забезпечити необхідні зручності для високопродуктивної праці і відповідати вимогам надійності і безпечного обслуговування. При цьому габарити ротора мають бути обмежені площею, що відводиться для його установки на буровому майданчику. Ротори, використовувані в бурових установках різних класів і модифікацій, мають бути максимально уні-

фіковані за технічними параметрами і конструкціями.

Виходячи з умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наявного технічного оснащення приймаємо роторний спосіб буріння [13].

За умов глибокого нафтогазового буріння гірські породи на вибої свердловини руйнуються долотами різних типів і моделей, розширювачами і бурильними голівками. Долота для суцільного буріння розрізняються за дією на вибій та конструктивним виконанням.

Усі долота для суцільного буріння за характером дії на породу розділяються на наступні основні групи [10]: долота лопатеві, різальні і сколюючої дії; долота шарошкові із слабо конічними (майже циліндричними) шарошками – одночасно сколюють і дроблять породу; долота з конічними шарошками, вершини яких лежать у центру долота або поблизу неї, збирані на лапах з консольними цапфами – загалом вони дроблять породу; долота з матричним корпусом, оснащеним твердосплавними штирями або алмазами – таким інструментом відбувається різання і стирання породи. Найбільш поширений варіант виконання доліт – трьохшарошковий. Його конструкція відрізняється найкращими умовами розміщення інструменту – в круглому перерізі свердловини – саме трьох конічних шарошок, що забезпечує оптимальне центрування і стійкість долота.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [12]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2
Коротка характеристика прийнятих доліт

Інтервал буріння	Характеристика порід за граничними показниками		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	твердості	абразивності			
0 - 400	II	II	ЗЛ - 393,7	74	320
400 - 800	III	II	III295,3МС - ЦВ	94	400
800 - 2200	VI	III	III295,3Т - ГВ	94	400
2200 - 2850	VI	V	III190,5Т - ЦВ	32	200

Укрупнено стандартна конструкція шарошкового долота складається з наступних основних вузлів: литого корпусу, лап, вузла опор, що включає цапфу

і підшипники, шарошок і очищаючого або промивального вузла [16]. До складу останнього можуть входити насадки, що формують високонапірний потік бурового розчину. Верхня частина корпусів доліт зазвичай називається приєднувальною голівкою, оскільки вона служить для приєднання до перевіднику або нижнього кінця бурильної колони. В багатьох випадках вона виконана у вигляді муфти із зовнішнім або внутрішнім конічним різьбленням. На нижній частині корпусу зазвичай передбачені пази, в які вставляють лапи із змонтованими шарошками. Лапи приварюють до корпусу зварними швами.

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

Долота мають таку сферу застосування: М – для м'яких порід типу глини, крейди, гіпсу, I-III категорії з буримості; МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід; С – для середніх порід типу пісковиків, щільних глин, мергелів IV-V категорій з буримості; СТ – для середніх з прошарками твердих порід; Т – для твердих порід типу доломітів, доломітизованих вапняків, базальтів VI-VII категорії з буримості; ТК – для твердих і міцних порід; К – для особливо міцних порід типу гранітів, окремлених вапняків, кварцитів VIII-X категорій з буримості; ОК – для дуже міцних порід XI-XII категорій з буримості. Індекс З означає, що шарошки армовані зубками (вставками) твердого сплаву і призначені для буріння абразивних порід.

2.3 Вибір конструкції бурильної колони, раціональних режимів буріння та необхідного бурового обладнання

Основне призначення бурильної колони: забезпечити гідравлічний і механічний зв'язок долота, що працює на вибої, і стовбура свердловини з поверхневим механічним і гідравлічним устаткуванням [10]. Одночасно бурильна колона служить інструментом для доставки на глибину бурових і колонкових доліт, різних дослідницьких приладів і пристроїв, снарядів і аварійно-ліквідаційних пристосувань.

Бурильна колона включає наступні основні елементи зверху вниз: робочу (ведучу) трубу, бурильні труби, обважені бурильні труби (ОБТ) [12].

Робоча труба, зазвичай квадратного перерізу, служить для передачі обертання від ротора до бурильної колони. Вона фіксується в отворі ротора квадратними клинами, вкладишами, у зв'язку з чим обертається спільно із столом ротора і одночасно може переміщатися в осьовому напрямі у міру поглиблення забою свердловини. З'єднується робоча труба за допомогою нижнього перевідника з верхньою трубою бурильної колони, а за допомогою верхнього перевідника – із вертлюгом – пристроєм, що зв'язує нагнітальну лінію бурового насоса із бурильною колоною.

Бурильна колона може компонуватися з труб наступних конструкцій: з висадженими всередину кінцями; з висадженими назовні кінцями; з привареними сполучними кінцями; з блокуючим поясочком; беззамкові розтрубні.

Бурильні труби багаторазово з'єднуються в бурильну колону у міру провідки стовбура свердловини, оскільки необхідно періодично замінювати зношене долото на нове і виконувати інші роботи у свердловині, що вимагають спуско-підіймальних операцій з бурильною колоною. Велике замкове різьблення (зі значною конусністю) – дозволяє швидко, за декілька оборотів, згвинчувати і розгвинчувати труби, при цьому герметичність забезпечується напруженим контактом торцевих поверхонь замків.

Важливим елементом бурильної колони є бурильні труби, що обважнюють, одна з головних функцій яких - створювати осьове навантаження на долото, не допускаючи вигину бурильної колони. ОБТ встановлюють безпосередньо над долотом або зануреним двигуном. Труби масивні за рахунок великої товщини сталевих стінок (товщина стінок ОБТ у декілька разів більше товщини стінок звичайних бурильних труб).

Необхідним елементом до складу бурильної колони входять різні перевідники, призначені для з'єднання ведучої труби з вертлюгом і бурильними трубами, бурильних труб з ОБТ, ОБТ з турбобуром або долотом.

Крім того, бурильна колона може оснащуватися центраторами для запобі-

гання вигину бурильної колони і одностороннього примикання її до стінки стовбура свердловини, розширювачами – спеціальними долотами для збільшення діаметру стовбура свердловини, кривими перевідниками і соапстоками для викривлення стовбура свердловини в заданому напрямі.

При визначенні конструкції бурильної колони (рис. 2.2.) 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 [13].

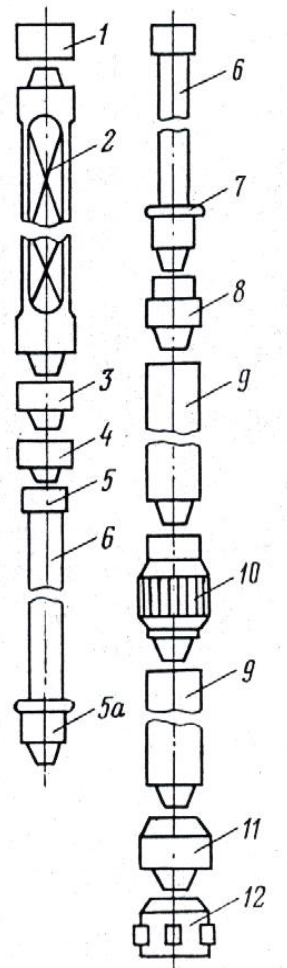


Рисунок 2.2. Схема бурильної колони

1 – верхній перевідник ведучої труби

2 – ведуча труба

3 – нижній перевідник ведучої труби

4 – запобіжний перевідник

5 – муфта замка

5а – ніпель замка

6 – бурильна труба

7 – протектор

8 – перевідник на ОБТ

9 – ОБТ

10 – центратор

11 – наддолотний амортизатор

12 – калібратор

Вибір діаметрів ОБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб [12]. Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини (для $D_d \leq 295,3$ мм):

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

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

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

Таблиця 2.3
Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ ø 114 мм

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Замок			Навантаження на розтяг до межі плинності				Маса 1 м, кг
зовнішній	мінімальний за перерізом тіла труби		Тип	внутр. діаметр, мм	Різьба	Д	К	Е	Л	
114	78	8	ЗШ-146	80	3-121	980	1320	1420	1710	24,2
	74	9				1130	1470	1610	1910	26,5
	70	10				1220	1610	1760	2100	28,9

Вибір компоновки низу бурильної колони (КНБК)

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 [13].

Довжина і компоновка ОБТ

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають за формулою

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

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина ОБТ, м;

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

G_d – осьове навантаження, Н;

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

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

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

$$l_{OBT} = \frac{1,2 \cdot 20000}{102,9 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} \approx 281 \text{ м}$$

Отриману довжину ОБТ округлюють в більший бік до значення, що кратне довжині свічки для даної бурової установки (для умов проекту 25 м), таким чином приймаємо $l_{OBT} = 300 \text{ м}$.

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

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

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

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

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

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

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

Якщо $l_{OBT} \geq l_{OBT}^{кр}$, то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно додатково увести до компоновки ОБТ центральні пристрої. Місце встановлення центраторів, відстань між ними та їх розміри визначають за рекомендаціями, що наведені в джерелах [15], для проектного випадку центратори будуть встановлені через кожні 125 м (2 центратора).

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

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

Довжина і компоновка БТ

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

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

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

де Q_{p1} – допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;
 K_m – коефіцієнт тертя ($K_m = 1,15$);
 G_{OBT} – вага ОБТ, Н;
 G – вага забійного двигуна, Н;
 G_{HK} – вага наддолітного комплекту, Н;
 P_n – сумарні втрати тиску в забійному двигуні та долоті, Па;
 F_n – площа прохідного перетину бурильної труби, м²;
 q_1 – вага 1 м бурильних труб першої секції, Н/м;
 Q_{nl} – розтягуюче навантаження до межі плинності матеріалу труб, Н;
 n – коефіцієнт запасу міцності (при бурінні забійним двигуном $n = 1,3$; при роторному бурінні $n = 1,4$);

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

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

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

$$l_1 = \frac{648 \cdot 10^3 - 1,15(300 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 260) \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right) - 13 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,098^2}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,274}{7,85}\right)} = 746 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_1 = 725 \text{ м}$.

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:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k q_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{k q_3 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}, \quad (2.10)$$

де l_2, l_3 – довжина другої та третьої секцій;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Враховуючі проектну глибину свердловини:

$$L_6 = L_{св} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{ОБТ} + l_{НК})$$

$$L_6 = 2850 - (725 + 500 + 200 + 275 + 400 + 300 + 300) = 150 \text{ м}$$

З урахуванням довжини свічки, приймаємо $l_6 = 150 \text{ м}$.

Таблиця 2.4

Відомості про конструктивні параметри бурильної колони

№ секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуска, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
6	10	К	0	150	150	0,289	43,35
5	9	К	150	550	400	0,265	106
4	8	К	550	825	275	0,242	66,55
3	10	Д	825	1025	200	0,289	57,8
2	9	Д	1025	1525	500	0,265	132,5
1	8	Д	1525	2250	725	0,242	175,45
НК	10	Д	2250	2550	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	2550	2850	300	1,029	308,7
РАЗОМ							≈978

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

Поглиблення (або власне механічне буріння) – це результат руйнування гірських порід долотом, що обертається з певною швидкістю, знаходиться під деяким навантаженням при постійному очищенні вибою свердловини від вибуреної породи буровим розчином певної якості і рухомим з деякою заданою швидкістю [10]. Під режимом буріння розуміють певне поєднання чинників, що впливають на показники буріння, які називають параметрами режиму буріння.

До найважливіших параметрів відносять: осьове навантаження на долото; частоту обертання; кількість (витрату) циркулюючого бурового розчину; якість циркулюючого бурового розчину, що подається на забій (із певними показниками фільтрації, статичної напруги зрушення, в'язкості, густини) [16].

Співвідношення між параметрами режиму підбирають так, щоб отримати найбільш високі кількісні показники при необхідних якісних і можливо нижчу собівартість 1 м проходки.

У практиці буріння зустрічаються випадки, коли необхідно підбирати параметри режиму буріння для вирішення спеціальних завдань, іншими словами – ставиться за мету забезпечення якісних показників. Кількісні показники буріння в цьому випадку другорядні. Такі режими буріння називають спеціальними. До них відносять режими буріння, вживані в несприятливих геологічних умовах, а також режими буріння, використовувані при зміні напрямку осі стовбура свердловини (буріння похилих і горизонтальних свердловин) і відборі кернів. Проте, якісне формування стовбура свердловини має бути визначальним.

Механічне руйнування гірських порід (поглиблення) при бурінні долотом має складний характер. За кількісними показниками поглиблення не можна судити про вплив того або іншого параметра на ефект руйнування гірських порід: їх дія завжди комплексна. Найбільш ефективно поглиблення свердловини можливе тільки в тому випадку, якщо вибій повністю очищається від шламу; інакше вибурена порода чинить додатковий опір роботі долота, внаслідок чого механічна швидкість проходки і проходка на долото нижчі за розрахункові зна-

чення. Досвід показує, що техніко-економічні показники проходки свердловин значною мірою залежать від режиму промивання і технологічних властивостей (якості) бурового розчину.

Необхідне осьове навантаження на долото C_d визначають за наступними методиками.

$$C_d = k_{пp_{ш}} F_k \quad (2.11)$$

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

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

F_k – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта $k_{п}$ 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_k для найбільш розповсюджених тришарошкових доліт надаються у відповідних довідниках [10]. Отриману розрахункову осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

Осьове навантаження виходячи зі значень питомого навантаження на одиницю діаметра долота

$$C_d = c_{п} D_d, \quad (2.12)$$

де $c_{п}$ – питома навантаження на 1 м діаметра долота (табл. 2.5), Н/м;

D_d – діаметр долота, м.

Таблиця 2.5

Питома навантаження для різних типів доліт

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

$$3Л - 393,7 \quad C_d = 1,3 \cdot 10^5 \cdot 0,3937 = 51181Н \approx 52 \text{ кН} < [C_d]=320 \text{ кН.}$$

$$III295,3МС - ЦВС_d = 2 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 59060Н \approx 60 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш295,3Т - ГВ } C_{\partial} = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,2953 = 295300\text{Н} \approx 300 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=400 \text{ кН.}}$$

$$\underline{\text{Ш190,5Т - ЦВ } C_{\partial} = 10 \cdot 10^5 \cdot 0,1905 \approx 200000\text{Н} \approx 200 \text{ кН} = [C_{\text{д}}]=200 \text{ кН.}}$$

2. Частота обертання долота.

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

$$n_{\partial} = \frac{d_{\text{ш}}}{t_{\partial \text{min}}}, \quad (2.13)$$

де n_{∂} – частота обертання долота, с^{-1} ;

$d_{\text{ш}}$ – діаметр шарошки, м;

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

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

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

Для лопатевих доліт частоту обертання визначають за формулою

$$n = \frac{60V_{\partial}}{\pi D_{\partial}}, \quad (2.14)$$

де V_{∂} – допустима лінійна швидкість обертання, яка визначається із умов абразивного зносу та нагріву долота, $V_{\partial} = 3 - 5 \text{ м/с}$.

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7 } n = \frac{60V_{\partial}}{\pi D_{\partial}} = \frac{60 \cdot 3}{3,14 \cdot 0,3937} = 1460 \text{ об/хв.}, \text{ приймаємо } 150 \text{ об/хв.}}$$

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

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

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

3. Витрата промивальної рідини вибирається виходячи з наступних умов:

а) Умова очищення забою від зруйнованої породи

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

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

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

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

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

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 0,4 = 0,049 \text{ м}^3/\text{с};}$$

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

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

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

б) Умова транспортування шламу в кільцевому просторі

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

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

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

в м'яких $V_{\min}=1,0-1,4$ м/с;

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

$$\underline{\text{ЗЛ - 393,7 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3937^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,111 \text{ м}^3/\text{с};}$$

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

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

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

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання. Значення параметрів режиму буріння зведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.6
Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C , даН	n , об/хв	Q , дм ³ /с
ЗЛ - 393,7	0-400	5200	150	50,9
Ш295,3МС – ЦВ	400-800	8900	250	50,9
Ш295,3Т – ГВ	800-2200	30000	250	50,9
Ш190,5Т – ЦВ	2200-2850	20000	360	13

Обґрунтування густини промивальної рідини

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

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

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

g – прискорення земного тяжіння, m/c^2 ;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском.

- інтервал буріння 0 - 400 м: $\rho_{нр} = \frac{1,1 \cdot (10000 \cdot 400)}{9,81 \cdot 400} \approx 1122 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 400 - 2200 м: $\rho_{нр} = \frac{1,05 \cdot (11400 \cdot 2200)}{9,81 \cdot 2200} \approx 1220 \text{ кг/м}^3$;

- інтервал буріння 2200 - 2850 м: $\rho_{нр} = \frac{1,05 \cdot (11900 \cdot 2900)}{9,81 \cdot 2900} \approx 1274 \text{ кг/м}^3$.

Методика гідравлічного розрахунку

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи

$$P = P_m + P_{кн} + P_z + P_{ОБТ} + P_{кнОБТ} + P_{обс} + P_{\delta} \quad (2.18)$$

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

P_m - втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z - втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ - втрати тиску в ОБТ, Па;

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

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

P_{δ} - втрати тиску в долоті, Па.

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

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_{г}}{\eta_{пл}} \quad (2.19)$$

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

V - швидкість руху промивальної рідини, м/з;

d_r - гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби d_B або різниці діаметрів $d_2 = D_c - d_{zn}$ - для кільцевого простору, м;

D_c - діаметр свердловини, м;

d_{zn} - зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хелстрема;

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

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

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

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

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

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

де F – площа поперечного перетину, м²;

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

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

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

$$p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n d_B} \quad (2.23)$$

$$p_{кр} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c - d_{zn})} \quad (2.24)$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметру;

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

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

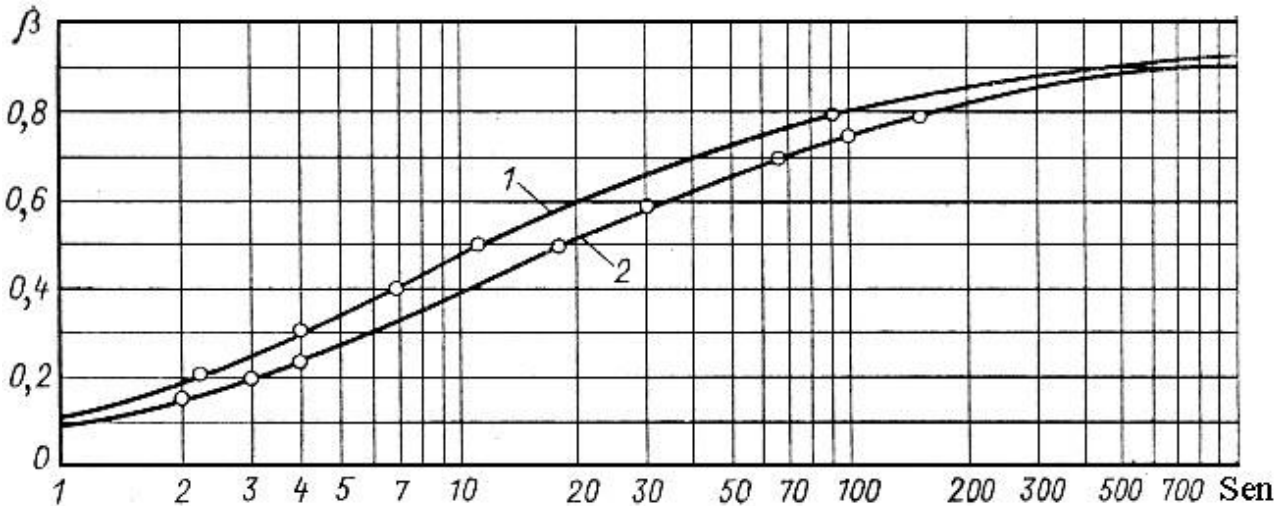


Рисунок 2.4. Залежність коефіцієнту β від параметру Сен-Венана Sen : 1 – для труб β_T ; 2 – для кільцевого простору $\beta_{\text{кп}}$

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

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

для кільцевого простору

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

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

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

Втрати тиску в замках визначають по формулі Борду-Карно

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

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

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

i – кількість замків.

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

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

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

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

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_T – довжина однієї труби.

Втрати тиску в наземному обв'язуванні можна знайти по формулі

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу і ведучій трубі, значення яких приведені в [13].

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

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

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

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

P_n – тиск, що розвиває насос, Па;

ΣP_i – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванні.

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

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

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

де μ_d – коефіцієнт витрати.

Якщо набуте значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що розглянутий інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт [18].

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с}$$

$$P_{m\partial} < P_{кр}$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d долота

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок долота

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

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

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

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

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

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

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ма}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007\text{м}^2; \\ V &= \frac{0,013}{0,007} = 1,9\text{м/с}; \\ Re &= \frac{1274 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,02} = 11377; \\ He &= \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,094^2}{0,02^2} = 106942; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 106942^{0,58} = 8129. \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \lambda_m &= 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{11377} \right)^{0,25} = 0,034; \\ P_{\text{БГ}} &= 0,034 \frac{1,9^2 \cdot 1274}{2 \cdot 0,094} 2550 \approx 2,2 \cdot 10^6 \text{Па} = 2,2 \text{МПа}. \end{aligned}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ма}} &= 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02; \\ \tau_0 &= 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018\text{м}^2; \\ V &= \frac{0,013}{0,018} = 0,7\text{м/с}; \\ Re &= \frac{1274 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02} = 3411; \\ He &= \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,02^2} = 70830; \\ Re_{\text{кр}} &= 2100 + 7,3 \cdot 70830^{0,58} = 6847. \end{aligned}$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,02 \cdot 0,7} = 21;$$

$$P_{\text{км}} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 2550}{0,52 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 0,99 \cdot 10^6 \text{Па} \approx 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{2550}{25} = 102 \text{ шт.};$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8;$$

$$P_3 = 1274 \cdot 102 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] \approx 0,3 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2;$$

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

$$Re = \frac{1274 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,02} = 14140;$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot 0,0683^2}{0,02^2} = 56460;$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 56460^{0,58} = 6262.$$

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

$$\lambda_m = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{6262} \right)^{0,25} = 0,035;$$

$$P_{\text{ОБТ}} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1274}{0,0683} 300 \approx 1,0 \cdot 10^6 \text{Па} = 1,0 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ

$$\eta_{\text{мл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 0,022 = 0,02;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1274 - 7 \approx 3,8; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2;$$

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

$$Re = \frac{1274 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02} = 3118;$$

$$He = \frac{1274 \cdot 3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,02^2} = 23967;$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 23967^{0,58} = 4632.$$

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

$$Sen = \frac{3,8 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,02 \cdot 1,1} \approx 8;$$

$$P_{\text{км ОБТ}} = \frac{4 \cdot 3,8 \cdot 300}{0,35 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,3 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,3 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в обв'язуванні

$$P_{\text{обв}} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1274 \cdot 0,013^2 = 0,1 \cdot 10^6 \text{Па} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті

$$P_\delta = 0,8 \cdot 32 - (2,2 + 1 + 0,3 + 1 + 0,3 + 0,1) \approx 21 \text{ МПа}$$

Швидкість руху рідини в промивальних отворах долота

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

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

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

$$V_{\partial} = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1274}} = 128 \text{ м/с.}$$

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

$$V_{д} \geq 80 \text{ м/с.}$$

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

Сумарна площа насадок $f_{д}$ гідромоніторного долота

$$f_{\partial} = \frac{0,013}{128} = 0,0001 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторного долота

$$d_{\kappa} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001}{3,14 \cdot 3}} = 0,007 \text{ м} = 7 \text{ мм.}$$

Метою гідравлічних розрахунків при промиванні свердловини, в процесі буріння, є знаходження оптимальної витрати рідини, що забезпечує, окрім іншого, роботу вибійних механізмів для успішного руйнування гірської породи при гідравлічних опорах в циркуляційній системі, що не перевищують можливості наявних бурових насосів.

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 3000/225 ЕК-БМ [10], вона призначена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 3000 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 циркуляцій-

ної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного розпод-пристрою.

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

Конструктивні особливості і переваги

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

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 3000/225 ЕК-БМ

Допустиме навантаження на гаку, тс	175
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	200
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	2850
Довжина бурильної свічки, м	25
Тип приводу	дизель-електричний
Вишка УМ 31-175ОГ-Р	
Тип	щогла з відкритою передньою гранню
Висота вишки, м	32
Основа	
Тип	самопідйомне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	7,2
Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)

Лебідка ЛБУ-600 ЭТ-3-П	
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	600
Вертлюг УВ-175 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	175 (1750)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	105
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	630
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-600	
Потужність насоса, кВт	600
Максимальна подача, л/с	50,9
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	90
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика ротора Р- 700

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

Вибір талевого канату і талевої системи

Вибір талевого канату: до складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РО (6 х 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м канату - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату - 615 кН.

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

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

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_{Γ} - статичне навантаження на гак від ваги найбільш важкої бурильної колони;

R_k - розривне навантаження для вибраного талевого канату;

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

$$T = \frac{4 \cdot 1573}{2 \cdot 615} = 4,9$$

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

2.4 Попередження та ліквідація ускладнень при бурінні

Найбільш поширеними ускладненнями при бурінні свердловин є: руйнування стінок свердловини; поглинання бурових промивальних і тампонажних розчинів; пластові флюїдопроявлення; прихвати колон бурильних і обсадних труб [10].

Руйнування стінок свердловини (осипи і обвали незакріплених гірських порід у стінках свердловини, що призводять до надмірного забруднення стовбура; набрякання гірських порід, що призводить до звуження стовбура свердловини; зсуви, що призводять до часткового або повного перекриття стовбура свердловини; жолобоутворення в місцях різкого викривлення стовбура, що призводить до виникнення затягувань і посадок при спуску або підйомі колони труб; розчинення соленосних відкладень, що призводить до утворення каверн) [17].

Поглинання бурового промивального і тампонажного розчинів (втрати бурового розчину в проникні пласти, що призводять до необхідності приготування додаткових об'ємів бурового розчину, а в багатьох випадках і проведення спеціальних глибинних гідродинамічних досліджень; недостатній гідростатичний тиск у свердловині, що породжує небезпеку зім'яття обсадної колони та викиду флюїду на поверхню; недоходження тампонажного розчину за обсадною колоною до визначених розрахунком відміток, що призводить у ряді випадків до необхідності проведення виправних тампонажних робіт).

Флюїдопроявлення (газування бурового розчину, що призводить до необхідності його дегазації і додаткової обробки хімічними реагентами; розбавлен-

ня бурового розчину пластовими флюїдами, що призводить до необхідності його часткової заміни; міжпластові перетікання флюїдів, що вимагають додаткового відокремлення пластів через їх несумісність при проходці відкритим стовбуром; затрубні флюїдопроявлення, що призводять до небезпечного скупчення газу безпосередньо на гирлі свердловини; виникнення грифонів, що призводить до проникнення газу на денну поверхню і виникнення його вибухонебезпечної концентрації в околицях свердловини).

Прихоплення колони труб в необсадженому стовбурі свердловини (одностороннє притискання колони труб до проникного пласта за рахунок репресії між ним і свердловиною; заклинювання колони у виробленні типу жолоба; заклинювання долота сальником або в звуженні стовбура свердловини; прихоплення колони деформованими породами).

Основними заходами попередження і ліквідації осипів і обвалів є [15]: буріння в зоні можливих осипів і обвалів з промиванням хімічно обробленим буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально можливо високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі швидкості буріння ускладнених інтервалів; спуск бурильної колони плавно, без різких гальмувань; недопущення значних коливань густини бурового розчину; обваження перед підйомом бурильної колони розчину, що доводить його густину до необхідної, якщо в процесі буріння сталося її зниження; недопущення тривалого перебування бурильної колони без руху.

Заходи з попередження поглинань [14] зводяться до забезпечення мінімального надлишкового тиску на поглинаючий пласт і запобігання різких коливань тиску в стовбурі свердловини. Крім того, в цілях своєчасного попередження поглинання бурового розчину необхідно визначити інтервали можливого поглинання. При підході вибою до інтервалів очікуваного поглинання виконують ряд профілактичних заходів: додавання наповнювачів в бурові розчини, регулювання їх густини і структурних параметрів, додержання певних значень швидкості спуску інструменту з метою максимально можливого зниження тиску.

Профілактика прихоплень передбачає [10]: використання раціональних конструкцій свердловин; застосування бурових розчинів, властивості яких сприяють попередженню прихоплень колони і забезпеченню стійкого стану порід, що складають стінки свердловин; нормування перевищення гідростатичного тиску над пластовим; недопущення непланованого викривлення стовбура свердловини; попередження утворення жолобів і ліквідація вже утворених; застосування попереджуючих прихоплення компонентів низу бурильних колон; використання спеціальних пристосувань і пристроїв, що запобігають заклинювання колони труб у свердловині в процесі буріння та при виконанні спуско-підіймальних операцій.

При виборі раціональної конструкції свердловини необхідно строго дотримуватися наступних основних вимог: не допускати спільне розкриття горизонтів з різними градієнтами пластових тисків; своєчасно перекривати небезпечну ділянку стовбура проміжною колоною або хвостовиком. Порушення цих вимог приводить до виникнення прихоплень під дією перепаду тиску, ліквідація яких на великій глибині не завжди можлива. Сприяють усуненню ускладнень, що призводять до прихоплень і багатоконпонентні бурові розчини, що зберігають стійкість порід, які складають стінки свердловин.

Розділ 3. Створення типового технологічного регламенту експлуатації газових свердловин

3.1 Шляхи вдосконалення існуючих та розробки прогресивних методів підвищення газонафтовилучення

Виклик припливу рідини і газу з пласта проводять різними способами в залежності від характеру колекторів, режиму покладу і величини пластового тиску [15]. При високому пластовому тиску приплив рідини і газу зумовлюється пониженням тиску на продуктивний пласт шляхом заміни в свердловині бурового розчину на воду або на нафту. Якщо заміна бурового розчину на воду чи нафту не дає результатів, рівень понижується желонкою, свабом або компресором. Найбільш ефективним є компресорний спосіб, який забезпечує в короткий термін значне пониження рівня бурового розчину [16].

Виклик припливу здійснюється також за допомогою струминних апаратів шляхом зниження тиску в підпакерній зоні до величин, менших від гідростатичного. Технологічний процес дає змогу створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, вимірювати криві відновлення тиску [8, 10]. Але застосовувати їх можливо лише за певних умов: пористість і проникність продуктивних відкладів повинна бути нижча від критичних значень для даного родовища, продуктивний горизонт має складатися зі стійких порід, що не руйнуються при створенні багаторазових миттєвих депресій в межах визначених технологічним процесом величин тощо.

Обробка привибійної зони пласта при пошуках і розвідці можна застосовувати в тих випадках, коли немає припливу флюїдів із можливо продуктивних або водоносних горизонтів [15]. З цією метою застосовуються різні методи відновлення первісних фільтраційних властивостей порід або їх покращення. Одні з них діють на всю фільтраційну систему пласта в пристовбурній зоні (метод гідромеханічного впливу), інші вибірково впливають на систему «порода – флюїд» хімічною дією, треті поєднують в собі фізико-хімічну дію. Окремим,

надзвичайно важливим процесом покращення фільтраційних властивостей порід є гідравлічний розрив [14].

При гідророзриві в пласті під дією тиску, близького до гірського або більшого, утворюється тріщина, яка заповнюється водою з відсортованим кварцовим піском і додаванням (до 5%) штучного зернистого матеріалу. Використання гідророзриву істотно підвищує ефективність розвідки, особливо покладів у слабопроникних колекторах, включно з газом щільних колекторів (сланцевим газом) [17].

Кислотна обробка свердловин заснована на здатності соляної кислоти розчиняти карбонатні породи і тому використовується для отримання припливу до вибою або підвищення його інтенсивності. Розчиняючи карбонатні породи, кислота створює каверни, розширює канали, по яких рідина чи газ поступає в свердловини і в декілька раз збільшує їх приплив.

Газотермохімічний метод дії при горінні порохового заряду навпроти пласта дає ефект за рахунок підвищення тиску при розширенні порохових газів, підвищенні температури в зоні горіння, фізико-хімічної дії порохових газів на породи-колектори.

Дія на пласти методом змінних тисків досягається численними різкими посадками гумового пакеруючого елемента. В результаті привибійна частина пласта піддається гідравлічному удару інтенсивністю до 10 МПа. Такі удари разом з подальшими миттєвими зняттями навантаження після зриву пакера, забезпечують перепад тиску на пласт до 150 – 200 МПа, що призводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину.

3.2 Оцінка технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів

За механізмом процесів або видом використання енергії методи збільшення нафтовилучення можна об'єднати у наступні групи [19]: фізико-гідродинамічні методи, до яких відносяться всі види заводнення (рис. 3.1); фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення з метою поліпшення ефективності заводнення; газові методи збільшення нафтовилучення пластів; теплові

методи збільшення нафтовилучення пластів, які поділяються на теплофізичні та термофізичні.

Кожний з перелічених методів має свою область застосування та ефективність, які залежать від геолого-фізичних властивостей колекторів і насичуючих їх рідин, стану і стадії розробки родовища, ступеня заводнення покладів, тобто величини нафтонасиченості продуктивних горизонтів.

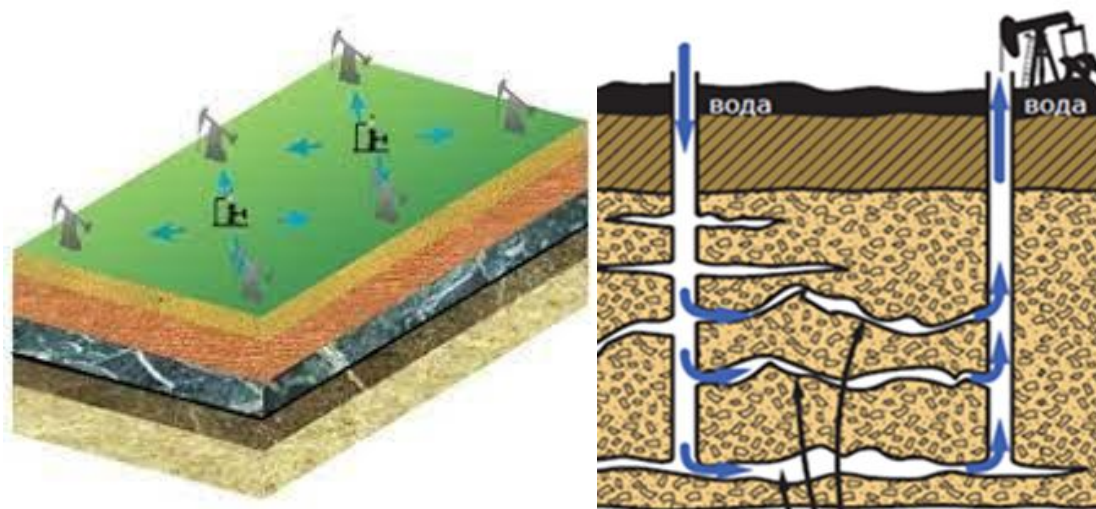


Рисунок 3.1 Принципова схема заводнення вуглеводневого покладу

Після першого етапу розробки нафтових родовищ основні об'єми нафти і розчиненого газу видобуті. Відомо, що кінцеве нафтовилучення покладів, закінчених розробкою, рідко досягає 50%, деколи – лише 10%. Тому підвищення нафтовилучення пластів вироблених родовищ на декілька відсотків від досягнутої величини набуває великого економічного значення і може бути рівнозначним відкриттю нових покладів нафти [20]. Проте додаткове вилучення нафти з виснажених розробкою родовищ пов'язане з деякими специфічними труднощами, оскільки під час зниження пластового тиску нафта дегазується, стає більш в'язкою, з'являється вільний газ, який погіршує фазову проникність для нафти, що стала менш рухомою, а незначна пластова енергія не сприяє припливу нафти до вибоїв свердловин.

Заводнення нафтових родовищ після їх виснаження на режимі розчиненого газу здійснювалось на багатьох родовищах у нафтовидобувних районах [21]

(Техас, Західна Україна – Борислав, Східниця, Битків), хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення було малоефективне. Тому метод заводнення намагаються застосовувати на ранній стадії розробки нафтових родовищ. За інтегральними оцінками у світі близько 90 % нафти видобувається з родовищ, які розробляються за допомогою заводнення, і цей метод на найближчий час, напевне, залишиться превалюючим способом інтенсифікації розробки нафтових родовищ [7].

Перспективи розвитку вторинних методів пов'язані з їхнім постійним вдосконаленням. На пізніх стадіях розробки застосовуються: циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання, облагороджування закачуваної води додаванням різного хімічного походження поверхнево-активних речовин (ПАР), загущувачів, застосування кислотних обробок.

Фізико-гідродинамічні методи принципово можна застосовувати на всіх родовищах, що розробляються, завдяки штучній дії на пласти. Незалежно від того, який робочий агент (вода, газ, пара, повітря, розчини тощо) застосовуватиметься для витіснення нафти з пластів, нагнітати його на будь-якій стадії розробки доцільно циклічно або зі зміною напрямків фільтраційних потоків у покладах. Це пов'язано з тим, що практично всі продуктивні пласти тією чи іншою мірою неоднорідні, а тому стабільна дія на них не забезпечує повного охоплення продуктивної товщі витісненням і навіть дренаванням.

Промисловий досвід показує [8], що ефективність фізико-гідродинамічних методів, які застосовувалися на початковій стадії розробки для підвищення нафтовилучення пластів, може досягати 5 - 6% і більше, тоді як на пізній стадії вона складає біля 1 - 1,5%.

Вплив щільності сітки свердловин (рис. 3.2) на нафтовилучення пластів залежить від величини коефіцієнта розчленування (піскуватості). В монолітних пластах вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення вважається несуттєвим, а в розчленованих пластах - значним. Темп розробки під час завод-

нення слабо, але позитивно впливає на нафтовилучення. У ряді випадків в окремих покладах нафти така залежність простежується більш виразно.

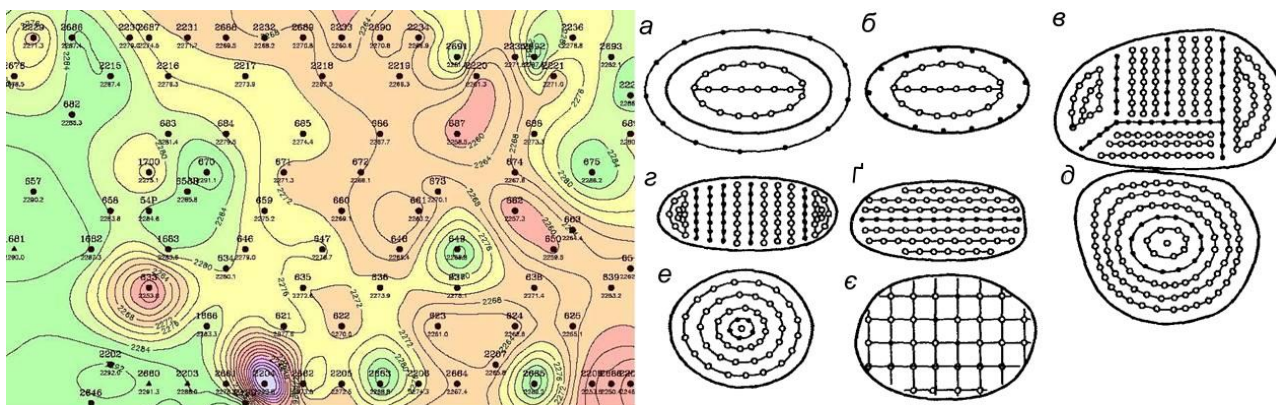


Рисунок 3.2 Типові сітки свердловин вуглеводневого покладу: а - законтурна; б - приконтурна; в - з розрізанням на окремі площі; г - блокова; г - осьова; д - кільцева; е - центральна; є - осередкова

Щільність сітки свердловин на ранніх стадіях розробки в середньому справляє порівняно невеликий вплив на коефіцієнт поточного нафтовилучення. Відносний вплив щільності сітки свердловин зростає на більш пізніх стадіях розробки. Співвідношення числа нагнітальних і видобувних свердловин не справляє значного впливу на кінцеве нафтовилучення та збільшення цього співвідношення прискорює темпи видобутку нафти, поточне нафтовилучення на ранніх стадіях розробки, а в переривчастих пластах також і кінцеве нафтовилучення [10].

Блокові системи заводнення, у порівнянні з законтурними, збільшують нафтовилучення пластів несуттєво (2,0 - 2,5%), але темпи розробки підвищують у 1,5 - 2 рази.

У неоднорідних пластах вода, що нагнітається, проривається до видобувних свердловин через високопроникні прошарки і зони, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних прошарках, ділянках, зонах [22]. Це явище може мати місце і в однорідних пластах за підвищеної в'язкості нафти, завдяки нестійкості фронту витіснення. Це призводить до утворення за фронтом заводнення ділянок безсистемного чергування заводнених високопроникних і менш проникних нафтонасичених прошарків.

Додаткове охоплення заводненням не залучених до розробки нафтонасичених зон і ділянок може сприяти збільшенню нафтовіддачі пластів під час звичайного заводнення. Одним з ефективних шляхів досягнення цієї мети можуть послужити запропоновані в 50-х роках минулого століття циклічне або, як його іще називають, імпульсне нестационарне заводнення прошарково неоднорідних продуктивних пластів і, як супутній йому, спосіб зміни напрямків фільтраційних потоків рідини [23].

Суть методу циклічної дії полягає в тому, що в пластах, які є неоднорідними за проникністю прошарків, зон, ділянок і, відповідно, нерівномірним нафтонасиченням (обводненням), штучно створюється нестационарний тиск. Він досягається зміною об'ємів нагнітання води у свердловини або відбору рідини із свердловини у певному порядку шляхом їх періодичного підвищення і зниження.

У результаті такої нестационарної дії на пласти в них періодично підвищується і знижується тиск. Верстви, зони і ділянки малої проникності, що насичені нафтою, розміщуються в покладах безсистемно, а швидкість зміни (розповсюдження) тиску в них значно нижча, ніж у високопроникних водонасичених прошарках, зонах, ділянках. Тому між нафтонасиченими і водонасиченими зонами виникають відмінні за знаком перепади тиску. Під їх дією відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті, який спрямований на вирівнювання насичення і усунення капілярної нерівноваги на контакті нафтонасичених і заводнених зон, верств, ділянок [20].

Виникнення відмінних за знаком перепадів тисків між зонами (верствами) різного насичення сприяє прискоренню капілярного протитічного просякнення водою нафтонасичених зон (верств) - вторгненню води із заводнених зон у нафтонасичені через дрібні порові канали і перетоку нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі порові канали [8].

Вважається, що чим швидше почато циклічне заводнення, тим більше можна видобути нафти додатково, тобто ефективність нестационарної циклічної дії на пласти, завдяки зміні тиску нагнітання води, зростає майже пропорційно

до збільшення амплітуди коливання витрат води і знижується із зростанням часу початку його впровадження. Вважається також, що цей метод дозволяє підвищити нафтовилучення на одиниці процентів (від 5 - 6% на початковій стадії розробки, до 1 - 1,5% на кінці стадії). Метод є найбільш ефективним в потужних шарувато-неоднорідних пластах з надійним гідродинамічним зв'язком між прошарками, а також у тріщинувато-пористих колекторах, що насичені мало-в'язкою нафтою з високим вмістом газу. Сприятливий фактор – гідрофільність колекторів.

Останнім часом з'явилася значна група допоміжних методів для покращення заводнення, серед іншого ця група методів базується на нагнітанні у продуктивні пласти витісняючого агента водних розчинів хімічних речовин концентрацією 0,001 - 0,4% [18]. Переважно у пласті створюють зони присутності розчинів (облямівки) в об'ємі 10 - 50% від об'єму порового простору покладу, що піддається обробці. Після цього створену облямівку переміщують у пласті нагнітанням технічної води. Методи можуть застосовуватись при такій самій щільності сітки свердловин, що і під час звичайного заводнення; вони сприяють істотному розширенню діапазону значень в'язкості пластової нафти до 50 - 60 мПа·с, коли стає можливим застосування таких методів дії на пласт, в яких велику роль відіграє заводнення; практично доведено, що застосування зазначених методів на початкових стадіях розробки дає змогу очікувати підвищення коефіцієнтів вилучення нафти порівняно зі звичайним заводненням на 3 - 10% [7].

До визначеної групи допоміжних методів покращення заводнення відносять також методи, що призводять до зниження рухливості води в зоні її просування, а також методи, що пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода – нафта – вода» і ведуть до інтенсифікації процесу капілярного просочування [24]. Серед них можна назвати: заводнення розчинами поверхнево - активних речовин (ПАР); полімерне заводнення; лужне і кислотне заводнення. Іноді сюди відносять використання пін, емульсій і газоводяних сумішей, хоча останній

метод за сприятливих умов можна вважати також і методом підвищення нафтовіддачі.

Порівняно високу зацікавленість у застосуванні поверхнево-активних речовин для інтенсифікації підвищення нафтовіддачі можна пояснити здатністю ПАР під час розчинення їх у воді знижувати міжфазний натяг на границі розділу «нафта – вода», змінювати змочуваність в системі «нафта – вода - поверхня породи» і властивості адсорбційних шарів, що утворюються на границі розділу «вода – нафта» і «нафта - поверхня породи» [19]. При цьому використовують розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчин оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації окислу етилену і окислу пропілену. Міжфазний натяг на границі розділу нафти і водних розчинів ПАР цього типу за концентрації їх у розчинах 0,05 - 0,5% знижується від 25 - 45 до 4 - 7 мН/м [18].

Однією з важливих властивостей ПАР, що визначають їх малу ефективність під час витіснення нафти, є їхня здатність адсорбуватися на границях розділу фаз [25]. Внаслідок цього відбувається відставання фронту розчину ПАР з робочою концентрацією від фронту витіснення, так що розчин ПАР діє фактично на нерухому залишкову нафту. Оскільки в умовах пласту має місце значний міжфазний натяг, розчин ПАР не в змозі перевести залишкову нафту в рухомий стан, а саме з цієї причини не спостерігається суттєвий вплив розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті [7]. Проте в неоднорідному колекторі, в якому можуть виявитись цілики нафти, які обминула вода, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти.

Негативний вплив на ефективність витіснення нафти розчинами ПАР справляють високі температури і підвищений вміст солей лужноземельних елементів. Необхідно зауважити, що результати дослідно-промислових робіт у різних геологічних умовах показують, що додавання ПАР у чистому вигляді не є вельми ефективним способом через те, що приріст нафтовилучення виявляється меншим від очікуваного. Тому в даний час набувають популярності методи, що

базуються на застосуванні композицій ПАР з іншими хімічними реагентами [20].

Застосування полімерів базується на здатності високомолекулярних хімічних реагентів-полімерів під час розчинення їх у воді навіть у малих концентраціях суттєво підвищувати їх в'язкість, зменшувати їх рухливість і, завдяки цьому, підвищувати охоплення пластів заводненням. За концентрації їх в розчині 0,01 - 0,1% в'язкість останнього збільшується до 3 - 4 мПа·с. Це призводить до значного зменшення співвідношення в'язкості нафти і води в пласті, практично повного виключення умов прориву води, що у комплексі підвищує стійкість розділу між водою і нафтою (фронту витіснення), сприяє поліпшенню витісняючих властивостей води і повнішому залученню всього об'єму покладу до розробки [8]. У процесі фільтрації полімерних розчинів через пористе середовище їх в'язкість може збільшуватись на порядок і більше. Тому полімерні розчини найбільш придатні в неоднорідних пластах, а також за підвищеної в'язкості нафти з метою збільшення охоплення їх заводненням.

Також полімерні розчини можуть вступати у взаємодію із скелетом породи і цементуючою речовиною, що викликає активну адсорбцію молекул полімерів [26], які перекривають канали або погіршують фільтрацію в них вод. Отже, ці два фактори призводять до зменшення динамічної неоднорідності потоків рідини, і, як наслідок, збільшення охоплення пластів заводненням.

Полімери рекомендується до застосування для неоднорідних пластів з підвищеною в'язкістю пластової нафти (10 - 50 мПа·с) [17]. Враховуючи можливість зниження приймальності нагнітальних свердловин через підвищену в'язкість розчину і, відповідно, зниження темпів розробки покладів, метод доцільно застосовувати в умовах покладів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями з проникністю порід-колекторів понад $0,1 \text{ мкм}^2$.

Під час фільтрації розчинів полімерів в обводненому пористому середовищі порід відбувається адсорбція полімеру на стінках порових каналів, тому найбільш ефективно метод може бути застосований у покладах з низьким водонасиченням пласта і глинистістю колекторів не більше 8 - 10%. Через втрату

полімерами здатності загущувати воду при високій температурі метод доцільно застосовувати тоді, коли пластова температура не перевищує 80°C.

Під терміном «лужне заводнення» розуміють нагнітання в пласт реагентів, розчини яких мають лужну реакцію, при цьому концентрація розчинів складає переважно 0,05 - 5% та в деяких випадках може сягати 25 - 30%. Найбільш сильну лужну реакцію мають розчини їдкого натрію і силікати натрію [20]. Саме ці продукти і рекомендуються як основні реагенти для підвищення нафтовилучення пластів. Вони обидва активно взаємодіють з кислотними компонентами нафт, іонами жорсткості, що їх містять у собі води (пластова і яка нагнітається), породою колектора. Дослідження останніх років проте віддають перевагу силікату натрію і його суміші з їдким натрієм.

Застосування методу лужної дії ґрунтується на взаємодії лугу з рідинами (пластовими і тими, що нагнітаються) та породою пласта, в результаті якої відбувається зміна поверхневих характеристик системи «нафта – вода – порода», а, отже, і умов витіснення нафти водою. Основними факторами, що визначають підвищення нафтовіддачі, є зниження міжфазного натягу, емульгування нафти і зміна змочуваності породи [18]. Все це відбувається завдяки реакції нейтралізації кислотних компонентів нафти з утворенням солей лужних металів, що є поверхнево-активними речовинами. Утворення ПАР супроводжується адсорбційно-десорбційними процесами і масопереносом продуктів взаємодії з нафтової фази у водну.

Зниження міжфазного натягу відбувається у вузькому інтервалі концентрацій лугу, який є характерним для кожної нафти.

Метод застосування сірчаної кислоти полягає в нагнітанні у пласт невеликих ($\approx 0,15\%$ порового об'єму) об'ємів кислоти у концентрованому вигляді, що проштовхуються через поровий простір пласта звичайною водою. Для цього застосовують технічну кислоту з концентрацією до 96%. Кислота вступає в реакцію з пластовою нафтою. При цьому відбувається сульфонування ароматичних сполук, які вміщує нафта, і утворення поверхнево-активних сульфокислот, що є розчинними у воді [24]. Розчиняючись у воді, що нагнітається в пласт піс-

ля сірчаної кислоти, вони зумовлюють зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до 3 - 4 мН/м, однак цей показник занадто невеликий для пластових умов присутності вуглеводнів і саме тому в багатьох випадках не спостерігається суттєве зниження залишкової нафтонасиченості.

Переконливо доведено, що використання під час заводнення пін та емульсій знижує рухливість води, яка витісняє нафту, внаслідок чого змінюється напрямок її потоку. Основний результат нагнітання піни в пористе середовище полягає у суттєвому зменшенні водопроникності. Крім того, встановлено загальну закономірність поведінки пін у пластах-колекторах, яка полягає в наступному: тільки в разі використання суміші ПАР, що знижують міжфазний натяг на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, нагнітання піни в пористе середовище може призвести до збільшення витиснення залишкової нафти.

Підвищення нафтовіддачі, завдяки застосуванню емульсій нафти в розчині луґу чи розведеному розчині ПАР, ґрунтується також на досягненні рівномірності просування фронту витиснення шляхом створення підвищеного опору в зонах, де вода, що нагнітається, має найбільшу рухливість [20].

3.3 Вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху вуглеводнів в привибійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини

Під технологічним режимом експлуатації розуміється режим, у якому підтримується певне співвідношення між дебітом свердловини та вибійним тиском чи його градієнтом. Підвищення конденсатовіддачі в газоконденсатних родовищах (на типовому прикладі ділянки Шебелинського газоконденсатного родовища) може бути досягнуто шляхом підтримки пластового тиску, тобто закачуванням сухого газу в пласт, що розробляється, або закачуванням активованих рідин, які дозволяють підвищити ступінь витиснення газового конденсату [27].

До загальних вимог, які характерні для більшості відомих методів підвищення нафтовилучення, належать [7]: нафтові поклади повинні розбурюватись самостійними сітками свердловин; найбільший ефект від застосування методу

досягається при його застосуванні на ранній стадії розробки; застосування нових методів передбачає внутрішньо контурні варіанти дії на пласти.

Нестаціонарне заводнення рекомендується для всіх покладів, де здійснюється звичайне заводнення. Із збільшенням в'язкості і неоднорідності пласта за умови гідродинамічного зв'язку ефективність процесу збільшується. Процес більш ефективний в гідрофільних колекторах при жорстких режимах розробки в поєднанні з підвищенням тиску нагнітання.

Властивості конденсату близькі до легкої нафти. Конденсат природного газу є найціннішою хімічною сировиною. На жаль, його вилучення з пласта залишається відкритою науково-технічною проблемою, через те, що більша його частина залишається в пласті нерухомою. Технології його вилучення розроблені, проте їхня рентабельність поки що залишається під питанням.

Основними факторами, що визначають ефективність застосування поверхнево-активних речовин типу АФ 9 - 12 (ОП - 10, превацел), є тип і властивості колекторів, фізико-хімічні властивості нафти і ПАР, стадія розробки, система розміщення та кількість свердловин і т.п. Факторами, що сприяють ефективності застосування ПАР, є низька в'язкість нафти (не перевищує 10 мПа·с), відносно низька адсорбція, низький міжфазний натяг на фронті «розчин ПАР – нафта», більш висока неоднорідність пласта. Збільшення водонасиченості пласта (пізня стадія розробки або водонафтова зона) і збільшення температури вище точки помутніння ПАР – це фактори, що знижують ефективність процесу [17].

Факторами, що сприяють застосуванню полімерів з метою підвищення нафтовіддачі, є підвищена в'язкість нафт (10 - 200 мПа·с), значна відмінність у величинах проникності пластів у розрізі, незначна товщина пластів. Негативно впливають на ефективність застосування полімерних розчинів наявність у водах солей лужно-земельних елементів, висока температура пластів (>80 - 90°C) і їх велика товщина.

Критеріями, що сприяють високій ефективності застосування лугів у процесах підвищення нафтовіддачі, є значний вміст у нафті органічних кислот (компонентів кислотного характеру), відносно висока проникність колектора

(0,03 мкм² і вище). Факторами, що негативно впливають на процес, є наявність газової шапки, низькі значення залишкової нафтонасиченості (<40%), вміст у воді солей жорсткості більше 4 мг-екв./л, мінералізація води більше 20 %. Стадія розробки нафтового покладу відіграє роль тільки у випадку незначної активності нафти. Не впливає на процес товщина пластів, а неоднорідність може позначитись двояко в залежності від того, луг або продукти його взаємодії призводять до вирівнювання профілів приймальності чи відбувається емульгування нафти, тобто проявляється механізм осадкоутворення.

Факторами, що позитивно впливають на застосування кислот (в основному, сірчаної, а також хлорсульфонової, фторсульфонової, оксидату і ін.) є висока неоднорідність пласта, теригенний характер відкладів із вмістом карбонатів у вузьких границях (1 - 2%) і висока насиченість асфальтеновими компонентами. Негативно впливають на процес висока проникність пласта і мінералізація води, значний вміст карбонатів у породі.

Факторами, що позитивно впливають на застосування пін та емульсій є висока ступінь пористості пластів-колекторів. Застосування пін обумовлене суттєвим зменшенням водопроникності промитого водою пористого середовища і як наслідок цього, створенням рівномірності просування фронту витіснення шляхом підвищення опору в зонах, де інші агенти, що нагнітаються в пласт-колектор, мають високу рухливість. Разом з тим існують невирішені питання стосовно створення композицій ПАР, оскільки, як практично доведено, тільки в разі використання суміші ПАР досягається істотне зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, а саме це явище і є головним чинником збільшення показника витіснення залишкової нафти [21].

Фізична властивість конденсату – в'язкість є вихідним пунктом проектування технологічної схеми витіснення вуглеводнів з пластів-колекторів. На рис. 3.3 представлено результати досліджень з вивчення впливу густини конденсату на зміну його в'язкості за умов дії температурного чинника. З наведених даних випливає, що існує кореляційний зв'язок між властивостями конденсату – його густиною та в'язкістю, причому навіть незначне підвищення густи-

ни конденсату тягне за собою істотне підвищення в'язкості. Зазначене можна інтерпретувати наступним чином: густина конденсату є оперативним критерієм визначення режиму обробки пласта-колектора, що дозволяє підбирати оптимальні показники агенту, закачуваного в свердловину з метою отримання якнайповнішого витиснення конденсату.

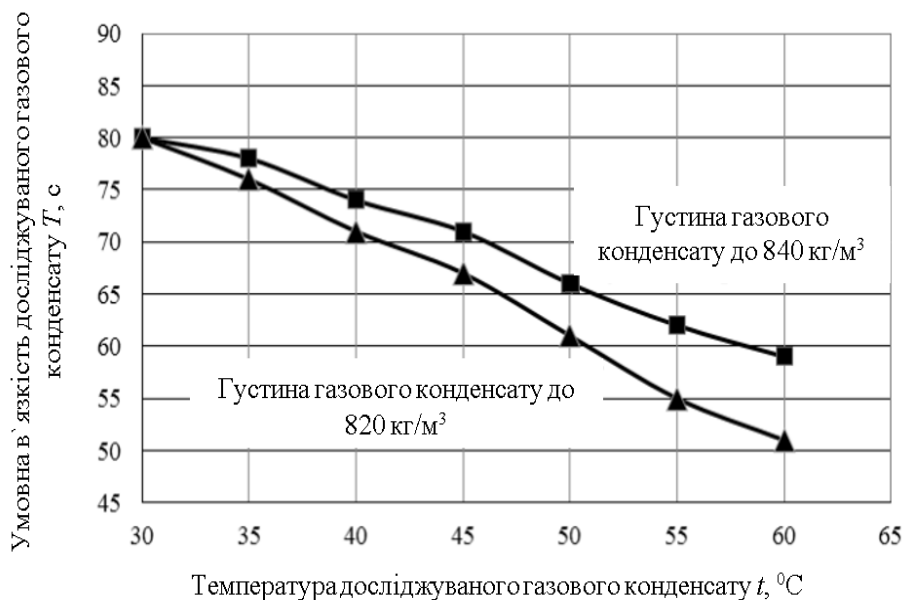


Рисунок 3.3 Графічна характеристика впливу густини конденсату на зміну його в'язкості за умов дії температурного чинника

У складнобудованих карбонатних колекторах на одній ділянці покладу можуть існувати сприятливі умови для фільтрації нафти і газу переважно в горизонтальному напрямі, на іншій ділянці - у вертикальному напрямі, а на третьому - в «хаотичному» напрямі. Карбонатні породи відрізняються різкою уривчастістю будови, яка порушує єдину гідродинамічну систему покладу [20]. Товстий масив карбонатних порід нерідко перешаровується сильно ущільненими, практично непроникними шарами, які повністю виключають вертикальну проникність, що перетворює масивний за формою поклад на пласт. У слабопроникнених карбонатних породах за наявності системи горизонтальних, вертикальних і змішаних тріщин істотне значення грає механіка капілярного просочення. У таких типах карбонатних колекторів поєднуються механізми капілярного просочення і «гідродинамічної фільтрації». У разі «великих» тріщин і наявності вертикальних тріщин значну роль грають гравітаційні сили. Різноманітна

природна неоднорідність будови карбонатних продуктивних пластів сильно обмежує можливості застосування традиційних методів дії (внутрішньоконтурного, площадкового заводнювання) для підтримки тиску пласта і підвищення кінцевого нафтогазовилучення [8].

Ефективність витиснення конденсату визначається також фізико-хімічною взаємодією на межі розділу фаз, співвідношення якої повністю залежать від поверхневих явищ – сліdstва прояву поверхневого натягнення самих контактуючих рідин та їх взаємної поверхні. На рис. 3.4 представлено дані щодо досліджень поверхневого натягнення конденсату із змінною його температури, що є фізичною моделлю прояву наслідків нагнітання активованого агента до пласта-колектора. У лабораторних дослідженнях з визначення поверхневого натягнення рідин використовувався широко застосовуваний сталагмометричний метод. Родовища з карбонатними колекторами, що містять нафту підвищеної і високої в'язкості (30 мПа·с і більш) з метою збільшення кінцевого нафтовилучення вимагають застосування спеціальних комбінованих методів дії.

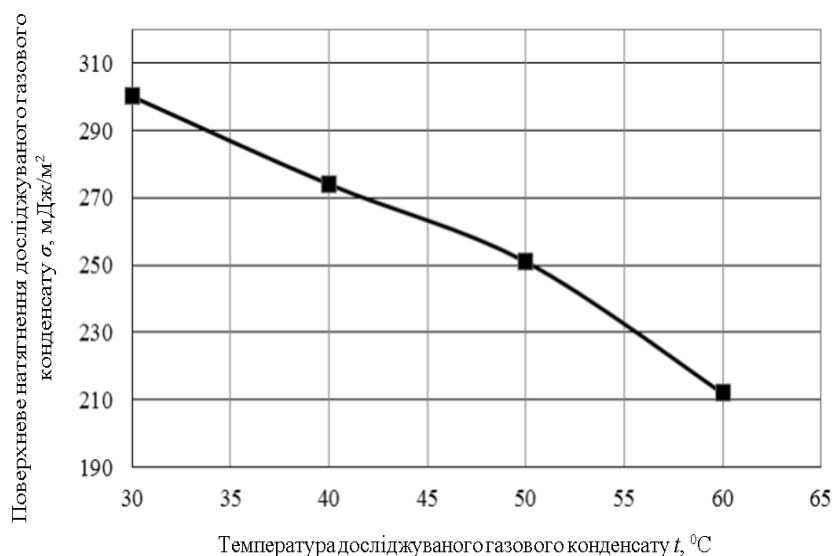


Рисунок 3.4 Особливості варіювання значень поверхневого натягнення конденсату із змінною його температури

Дані рис. 3.4 свідчать про закономірну залежність поверхневого натягнення конденсату від його температури, із зростанням останньої поверхнєве натягнення зазнає значних змін у напрямку свого зменшення. Тому саме критерій

«поверхнєве натягнення нафти» може бути взятий в якості показника технологічності відпрацювання родовищ вуглеводнів.

Наступним етапом досліджень стало з'ясування можливості застосування ПАР у комплексі із полімерними реагентами (на прикладі карбоксиметилцелюлози – КМЦ) для інтенсифікації режиму руху конденсату у пласті-колекторі (на прикладі ОП-10) та підвищення ступеня його вилучення (рис. 3.5).

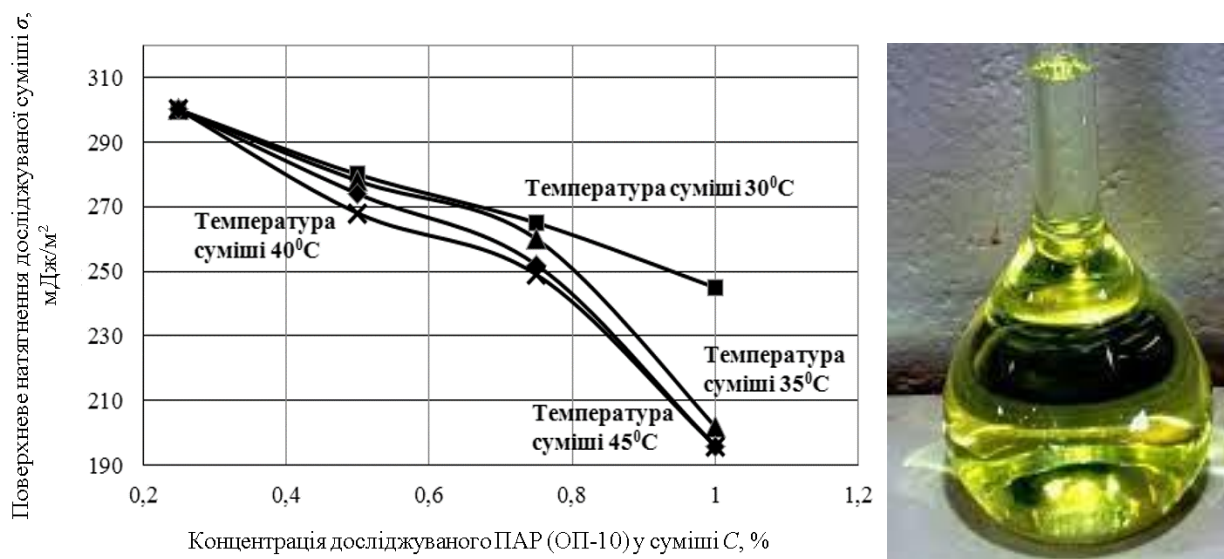


Рисунок 3.5 Особливості варіювання значень поверхневого натягнення конденсату із змінною його температури

Аналіз наведених даних дає наступне: введення ПАР до складу витискувальної рідини позитивно впливає на зниження поверхневого натягнення системи «газовий конденсат - вода».

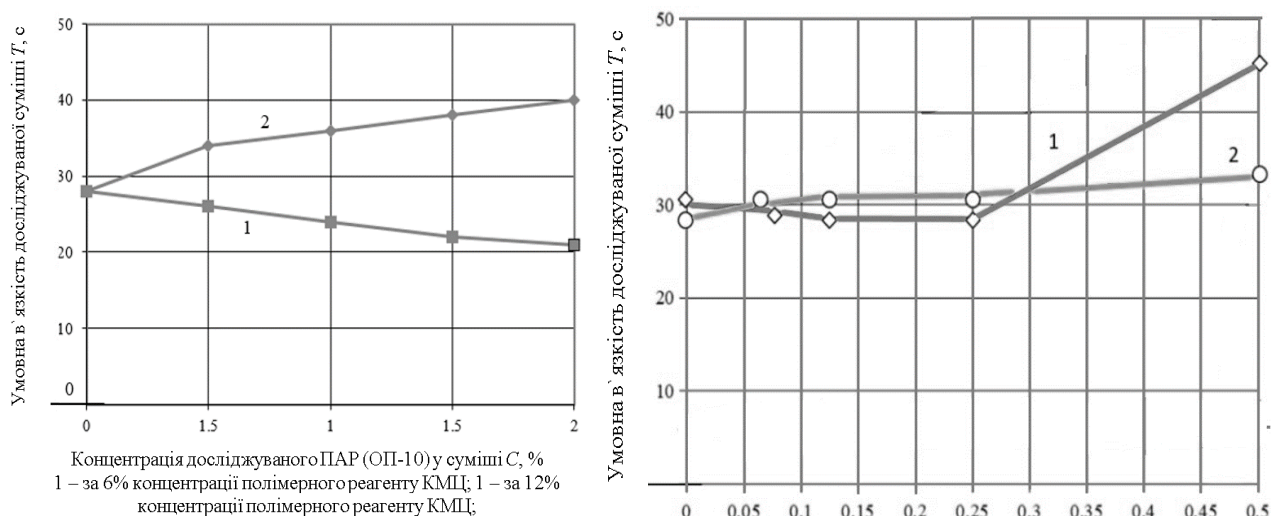


Рисунок 3.6 Характеристика зміни значень умовної в'язкості за варіювання значень концентрацій поверхнево-активних речовин та полімерів

Наявність ПАР дозволяє в певних межах регулювати в'язкість активованих витискувальних рідин (рис. 3.6) [18], що є додатковою підтверджуючою обставиною необхідності застосування ПАР. Дані розглядуваного рисунку також дозволяють сформулювати наступне: для полімерної речовини є цілком визначений концентраційний інтервал, в якому існують оптимальні умови ефективного витиснення конденсату.

3.4 Теоретичні основи і фізико-хімічний механізм посилення внутрішньопластового руху вуглеводнів

У міру розробки покладу, приплив газу до свердловини поступово зменшується. Причина цього: засмічення привибійної зони (заповнення пор твердими та набряклими частинками породи, важкими смолистими залишками нафти, солями, що випадають із пластової води; відкладеннями парафіну; гідратами). Приплив рідини або газу з пласта в свердловину відбувається під дією перепаду тиску, який дорівнює різниці між пластовим та вибійним тиском. При штучному заводненні газоконденсатного родовища (для підтримки пластового тиску), об'єм рідини, що закачується залежить від рівня видобутку газу і значення підтримуваного тиску [15].

Крім зазначеного методу розробки газоконденсатних покладів, є інші перспективні методи, застосування яких може забезпечити дуже високі коефіцієнти вилучення запасів нафти і конденсату. До них належать такі важливі.

1. Перетворення нафтової облямівки (тонкий прошарок нафти, зазвичай 10 - 30, метрів між значно більшою за об'ємом газовою шапкою і водоносним шаром) на газоконденсатний стан з подальшим вилученням основних запасів нафти і конденсату при однофазному стані покладу, шляхом закачування жирного газу.

2. Термічний вплив на газоконденсатні пласти, наприклад, створенням пересувного фронту горіння з подачею газу та повітря на вибій.

3. Багаторазове прокачування (до 10 і більше об'ємів) сухого газу через пласт з метою випаровування конденсату, що випав.

4. Закачування рідкого газу (пропан - бутану) зі створенням у пласті облямівки з цих продуктів, що пересуваються сухим газом для забезпечення витіснення конденсату, що випав.

У цілому процес внутрішньопластового горіння це спосіб розробки і метод підвищення нафтогазовіддачі продуктивних пластів, заснований на використанні енергії, отриманої при частковому спалюванні важких фракцій вуглеводнів (коксу) в умовах пластів при нагнітанні окисника (повітря) з поверхні (рис. 3.7) [17]. Це складне перетворення, яке швидко протікає і супроводжується виділенням теплоти та використовується для інтенсифікації видобутку.

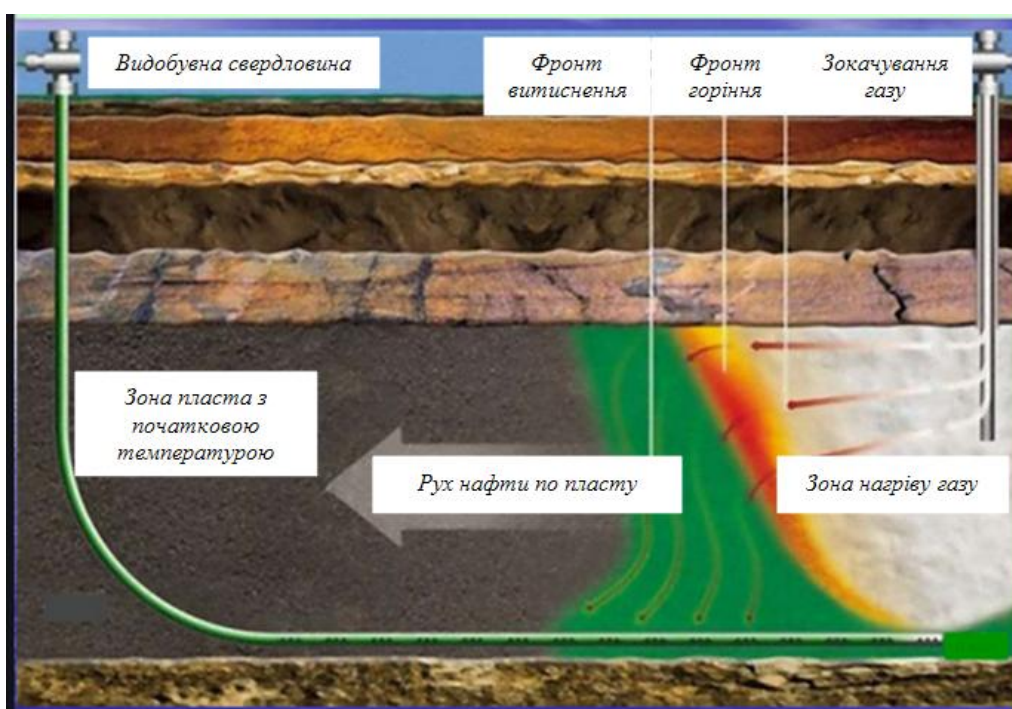


Рисунок 3.7 Схема розробки родовищ вуглеводнів за умов використання внутрішньопластового горіння для витиснення вуглеводнів

Основа горіння - екзотермічна окислювально-відновна реакція органічної речовини з окисником [28]. Для початку реакції потрібний первинний енергетичний імпульс, найчастіше нагрівання нафти. Тому процес внутрішньопластового горіння починається з підпалу деякої кількості нафти за допомогою забійного нагрівача (електричних або вогневих пальників). Після утворення стійкого вогнища горіння в пласт закачують через нагнітальну свердловину окисник або суміш окисника і води. Кисень з'єднується з паливом (на-

фтою), утворюючи CO_2 і воду з виділенням тепла. Заздалегідь розігріта порода далі нагріває рухомий через неї окисник до температури вище за займання коксу і нафти. При нагнітанні окисника розігріта зона (вогнище горіння), температура якого підтримується високою за рахунок згорання частини нафтопродуктів, просувається углиб пласта. Частина пластової нафти (10 - 15%) згорає, при цьому газ, пара і інші горючі продукти згорання, що виділяються в результаті горіння, просуваючись по пласту, ефективно витісняють нафту з пласта-колектора. Процес автотермічний, тобто триває безперервно за рахунок утворення продуктів для горіння (типа коксу).

Процес внутрішньопластового горіння поєднує усі переваги термічних методів - витіснення нафти гарячою водою і паром, а також способів витіснення, що відбуваються в зоні термічного крекінгу, в якій усі вуглеводні переходять в газову фазу.

Діапазон застосування внутрішньопластового горіння дуже широкий: від неглибоко залягаючих родовищ до значних глибин.

Низка експериментальних робіт у поєднанні з теоретичними дослідженнями дозволили сформулювати основні закономірності процесу внутрішньопластового горіння:

- внутрішньопластове горіння може проявлятися в трьох різновидах: сухе, вологе і надвологе;
- визначальним параметром для вологого і надвологого горіння є водоповітряний чинник - відношення об'єму закачуваної в пласт води до об'єму закачуваного в пласт повітря;
- інтенсивні екзотермічні реакції окислення нафти відбуваються у вузькій зоні пласта, званій фронтом горіння;
- на фронті горіння при сухому і вологому процесах температура в середньому може скласти $400 - 600^\circ\text{C}$, процес надвологого горіння протікає при температурах $200 - 250^\circ\text{C}$;
- збільшення водоповітряного чинника дозволяє: підвищити швидкість просування по пласту теплової хвилі, понизити витрату повітря на випалюван-

ня пласта і на видобуток нафти, зменшити концентрацію палива, що згорає в процесі хімічних реакцій;

- на процеси внутрішньопластового горіння істотний вплив чинять такі параметри, як тиск пласта, тип породи-колектора, тип нафти, початкова нафто-насиченість.

Розрізняють два основні варіанти внутрішньопластового горіння – прямо-течійний і протитечійний.

Прямотечійне внутрішньопластове горіння - це процес теплової дії на пласт, при якому фільтрація окисника і поширення фронту горіння відбувається у напрямі витіснення нафти - від нагнітальної свердловини до добувної. Швидкість руху фронту горіння регулюється типом і кількістю згорілої нафти і швидкістю нагнітання повітря.

У тому випадку, коли підвищують температуру призабійної зони добувної свердловини і вогнище горіння виникає в її околиці, та фронт горіння поширюється до нагнітальної свердловини, тобто в напрямі, протилежному до напрямку витіснення нафти - процес буде носити назу протитечійним горінням. Він використовується, як правило, тільки у тому випадку, якщо неможливо здійснити прямотечійний процес горіння, наприклад на покладах з нерухомою нафтою або бітумом.

При внутрішньопластовому горінні діє широкий комплекс механізмів витягання нафти: витіснення її газоподібними продуктами горіння, дистиляція легких фракцій нафти; розрідження нафти під дією високої температури і вуглекислого газу та витіснення нафти водою та паром, останній спосіб обираємо у якості базового для подальших досліджень. Утворені за рахунок дистиляції легкі фракції нафти переносяться в область попереду теплового фронту і, змішуючись з початковою нафтою, грають роль облямівки розчинника.

В процесі прямотечійного горіння температура і профіль насичення флюїдами в пласті розвиваються згідно з характерними зонами. Прямотечійний процес внутрішньопластового горіння включає: випалену зону із окисником (повітря); зону горіння, що містить кокс; зону випару (багатофазну зону), яка

містить пару, газ, воду, легкі вуглеводні; зону конденсації, або трифазну зону, що містить нафту і газ; зону пласта, не охоплену дією (рис. 3.8).

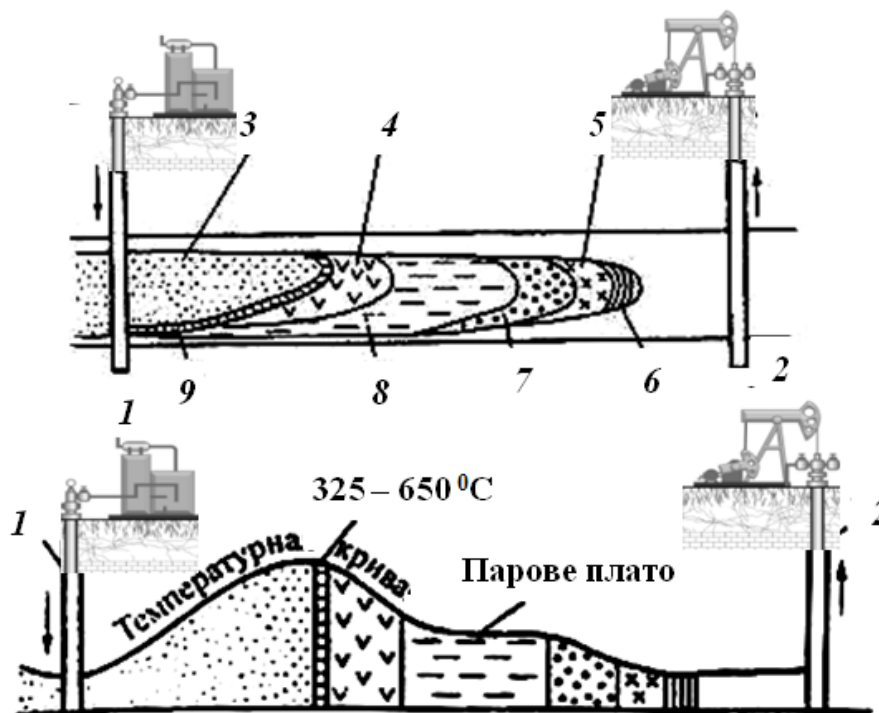
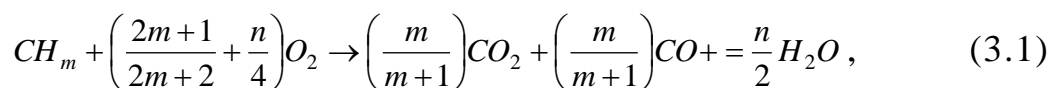


Рисунок 3.8 Схеми процесу прямої горіння пласта із зображенням зон поширення процесу та характерними температурними зонами в пласті: 1,2 - нагнітальна і добувна свердловини; 3,4,7,8 - зони: відповідно випалена, випари, конденсації і пара; 5 - легкі вуглеводні; 6 - нафтовий вал; 9 - фронт горіння

Зона 3. У цій області пласта фронт горіння вже пройшов, вона складається практично з сухої породи без нафти. У порах фільтрується окисник. Температура в ній досить висока, плавно збільшується у напрямі витіснення. У міру фільтрації в цій зоні відбувається нагрівання закачуваного окисника за рахунок контакту з нагрітим колектором.

Зона 4 - зона горіння і коксоутворення. У ній відбуваються високотемпературні окислювальні процеси, тобто горіння залишкового коксоподібного палива. Температура в цій зоні досягає свого максимального значення, яка зазвичай складає 350 - 600°C. В результаті горіння утворюються вуглекислий газ, окисел вуглецю і вода. Тепло, що виділяється в процесі горіння, акумулюється в наступній зоні і потім віддається потоку окисника.

Термохімічна реакція горіння коксу записується стехіометричним рівнянням виду:



де n - атомне відношення $H : C$, що містяться в одному молі коксу; m - відношення молей CO_2 і CO в продуктах горіння; CH_m - молекулярна формула коксу.

За рівнянням (3.1) можна оцінювати кількість кисню і палива, необхідних для підтримки горіння в пласті. У лабораторних умовах встановлено, що мінімальна кількість пального, яка потрібна для підтримки внутрішньопластового горіння, складає 18 - 30 кг на 1 м³ нафтонасиченої породи. Витрата повітря на згорання 1 кг палива (коксу) складає зазвичай 10 - 12 м³.

У зоні 4 під дією високої температури відбувається крекінг і окислювальний піроліз фракцій нафти [8], які не були витиснені до цього часу, з утворенням рідких і газоподібних продуктів з наступним розчиненням в нафті попереду фронту горіння. З важких залишків в результаті складних термохімічних реакцій утворюється коксоподібна речовина, яка служить паливом для підтримки процесу внутрішньопластового горіння, а газоподібні і рідкі вуглеводні потоком газів горіння і пари, що утворилася з реакційної води, витісняються у напрямі фільтрації. Вуглекислий газ, що утворюється при горінні, розчиняється у воді і в нафті, підвищуючи їх рухливість.

У зоні 8 відбувається випар води, що міститься в пласті у вільному і пов'язаному стані. При випарі води з температурою в зоні 150 - 200°C відбувається процес перегонки нафти в потоці гарячої пари води і газів. Потік сприяє випару при цій температурі важких фракцій нафти, чим при звичайному кипінні. Цими процесами визначається багатофазність зони випару, де одночасно присутні пара, гази, вода і легкі вуглеводні.

На початку зони 7 відбувається конденсація пари води і вуглеводневих газів, утворених в зоні 8. Волога, що конденсується, утворює зону підвищеної водонасиченості. Крім того, з пари води, що сконденсувалася, може виникнути облямівка гарячої води (вал гарячої води), яка разом з газоподібними продуктами витісняє нафту з пласта. Попереду облямівки (валу) гарячої води, за раху-

нок конденсації газоподібних вуглеводнів, утворюється нафтовий вал (зони 5, б), який витісняє первинну нафту у напрямі фільтрації рідин.

При прямотечійному горінні зважаючи на малу теплоємність закачуваного окисника, основна доля тепла, що виділилося, залишається позаду фронту горіння і не бере участь в процесі витіснення нафти. Як видно з схеми розподілу температури в пласті в процесі горіння (рис. 3.8), попереду фронту горіння температура пласта досить різко знижується, аж до температури пласта, оскільки перекинуте потоками газу тепло витрачається на нагрівання породи і нафти, що міститься в ній. Позаду фронту, навпаки, через розсіювання тепла в оточуючи пласт породи спостерігається плавне її зниження. Тому розмір прогрітої області попереду фронту істотно менший, ніж позаду фронту.

Отже, сумарний результат дії рухомого вогнища горіння на пласт складається з численних ефектів, сприяючих збільшенню нафтовіддачі, а саме: утворюються легкі вуглеводні, що конденсуються в не нагрітій зоні пласта попереду фронту горіння і нафти, що зменшують в'язкість; волога, що конденсується, утворює зону підвищеної водонасиченості (вал гарячої води); відбувається термічне розширення рідин і породи, збільшується проникність і пористість за рахунок розчинення цементуючих матеріалів; вуглекислий газ, який утворюється при горінні, розчиняється у воді і в нафті, підвищуючи їх рухливість; важкі осадки нафти піддаються піролізу і крекінгу, що збільшує вихід вуглеводнів з пласта.

В ході теоретичних і промислових досліджень встановлено, що із збільшенням густини і в'язкості нафти витрата палива, що згорає, збільшується, та навпроти, із збільшенням проникності порід - зменшується. Залежно від геолого-фізичних умов пласта витрата палива, що згорає, може скласти 10 - 40 кг на 1 м³ пласта, або 6 - 25% первинного вмісту нафти в пласті. Проникність пористого середовища лише частково впливає на механізм горіння, хоча вимагає підвищеного тиску нагнітання і збільшує терміни реалізації процесу.

Досвід показує, що при нагнітанні в нафтовміщуючий пласт окисників, можуть протікати процеси низькотемпературного окислення (при $T = 100 -$

200°C), які відрізняються від розглянутих тим, що у зв'язку зі зниженою температурою процес цей може охоплювати значні зони пласта в коротші терміни. При тривалих подачах окисника в пласт у великих кількостях настає мимовільне займання нафти [26].

При нагнітанні повітря в пласт для підтримки процесу горіння, як правило, не увесь кисень, що міститься в повітрі, витрачається на горіння. Встановлено, що частина окисника може втрачатися на взаємодію з породою, що значно збільшує питому потребу окисника. Відношення кількості кисню, що бере участь в реакції внутрішньопластового горіння, до загальної його кількості, введеної в пласт з повітрям, що нагнітається, називається коефіцієнтом використання кисню. Коефіцієнт використання кисню - важливий показник ефективності процесу. Його зниження за інших рівних умов призводить до збільшення відносної витрати повітря. За промисловими даними він коливається в межах 0,5 - 0,98.

Оскільки при внутрішньопластовому горінні теплова енергія утворюється безпосередньо в пласті, виключаються теплові втрати по стовбуру свердловини, які мають місце при закачуванні теплоносіїв. Окрім цього, при внутрішньопластовому горінні зона внутрішньопластового генерування тепла переміщається у напрямку до добувних свердловин, тому знижуються теплові втрати в навколишні породи через покрівлю і підшву пласта.

Що стосується методів створення внутрішньопластового горіння, то можна відзначити їх наступні особливості. За сухого прямотечійного внутрішньопластового горіння в нагнітальні свердловини після ініціації горіння для його підтримки закачується тільки повітря. Витрата повітря на 1 т нафти, що добувається, за даними практики, коливається від 400 до 3000 м³. Вологе внутрішньопластове горіння дозволяє інтенсифікувати розробку родовищ з високов'язкими нафтами, збільшуючи кінцеву нафтовіддачу. При цьому в нагнітальні свердловини після створення стійкого вогнища горіння разом з повітрям або попеременно закачують (у певному співвідношенні) воду. При цьому вода, контактуючи з нагрітою породою, випаровується. Пара, що захоплюється потоком повітря

(газу), переносить тепло в область, що знаходиться попереду фронту горіння. Внаслідок високої теплоємності води, швидкість конвективного перенесення теплоти водоповітряною сумішшю зростає, втрати теплоти позаду фронту горіння скорочуються, кількість необхідного повітря на здійснення процесу знижується в 2 - 3 рази в порівнянні з сухим процесом горіння. Діапазон співвідношень закачуваних в пласт об'ємів води і повітря складає приблизно $1 - 5 \text{ м}^3$ води на 1000 м^3 повітря, тобто водоповітряне відношення повинне складати порядку $(1:5) - 10 - 3 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Конкретні значення водоповітряного відношення визначаються геолого-фізичними і технологічними умовами здійснення процесу. Процес надвологого внутрішньопластового горіння є різновидом внутрішньопластового горіння, здійснюваного при збільшенні водоповітряного співвідношення в закачуваній суміші води і повітря або у поєднанні із заводнюванням. При цьому теплова енергія, що виділяється при горінні залишкового палива в пласті, стає недостатньою для випару усієї маси закачуваної води. В цьому випадку зникає зона перегрітої пари, і температура в зоні реакції істотно знижується. Процес високотемпературного окислення (горіння) переходить в процес низькотемпературного окислення залишкового палива. При надвологодому горінні водоповітряне відношення досягає $0,002 - 0,01 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При максимальному значенні водоповітряного відношення коефіцієнт використання кисню різко знижується, дифузійний режим може перейти в кінетичний, і тепловиділення може бути недостатнім для підтримки горіння. Розрізняють два основні типи реакцій окислення: високотемпературне горіння і рідкофазне окислення. При надвологодому горінні утилізація кисню покращується, а коефіцієнт використання палива стає менше одиниці, що пов'язано із збільшенням ролі конвективного потоку води в процесі. Процес протікає при температурі $200 - 250^\circ\text{C}$ на відміну від вологого і сухого горіння, коли температура досягає $400 - 600^\circ\text{C}$ і відповідає температурі насиченої водяної пари. Швидкість переміщення зони генерації тепла при надвологодому горінні пропорційна водоповітряному чиннику і визначається темпом нагнітання води, а не повітря. При надвологодому горінні ця швидкість зростає у декілька разів. Із збільшенням водоповітряного відношення

знижуються витрати палива, що згорає, і повітря. Таким чином, процесу надволого горіння характерно наступне: в усій області теплової дії в потоці рідини, що фільтрується, присутня вода; екзотермічні реакції, необхідні для підтримки процесу, протікають в прогрітій зоні; окислювальні реакції відбуваються в низькотемпературному режимі; повне витіснення нафти після теплового фронту не досягається.

Таким чином, метод внутрішньопластового горіння поєднує усі переваги термічних методів; проте незважаючи на усі позитивні характеристики широкого застосування в промисловості він не знаходить через проблеми, які пов'язані з його реалізацією: процес важко піддається регулюванню, часто спостерігаються прориви газів в добувну свердловину; відсутні надійні технічні засоби контролю за поширенням фронту горіння; при малих глибинах виникають поверхневі витіки газу (азот, вуглекислий газ, кисень); сильна корозія устаткування; відносно велика частина нафти згорає в пласті; часті засмічення фільтрів-хвостовиків добувних свердловин (винесення піску); та найбільш визначальною рисою методу є утворення стійких нафтоводогазових емульсій, що істотно ускладнюють промислову підготовку нафти – саме остання обставина і складає предмет подальших досліджень.

3.5 Критерії, що визначають ефективність процесу підвищення вилучення вуглеводнів відносно властивостей контактуючих фаз

Чисто фізично процес підвищення нафтовіддачі пластів при використанні термічних методів, зокрема гарячої води, протікає за схемою: витіснення холодної нафти гарячою водою [19]. Підвищення температури нафти, води і породи спричиняє за собою: зниження в'язкості рідин; теплове розширення твердого тіла і рідин; зміну міжфазної взаємодії на межі нафта – вода та міри десорбції речовин, що осідають за певних умов на стінках колектора; зміну змочуваності.

При різних температурах нафти і води, вплив температури на рух фронту і теплообмін полягає: в зниженні в'язкості і зміні відношення рухливостей наф-

ти і води; у зміні залишкової нафтонасиченості і відносної проникності; у тепловому розширенні колектора і рідин, що заповнюють його.

Коли порода змочується водою краще, ніж нафтою [17], єдиним параметром, що визначає міжфазну взаємодію, є міжфазне натягнення системи «нафта – вода», значення якого зменшується. Якщо ж порода краще змочується нафтою, ніж водою, то в деяких випадках при зростанні температури порушується рівновага адсорбції, що може спричинити збільшення десорбції компонентів нафти, адсорбованих раніше на породі. У обох випадках залишкова нафтонасиченість знижується.

Парова фаза існує в пористому середовищі, якщо тиск в системі не перевищує суми рівноважних тисків насичення двох не змішуваних рідин - води і нафти. Отже, парова фаза, що складається з пари компонентів двох рідких фаз, виникає при нагнітанні: пара в нафтовий пласт; в цьому випадку пара розташовується в області, прилеглої до свердловини; нагрітої води в пласт, насичений нафтою, яка збагачена легкими фракціями, за умов, близьких до умов випару, в цьому випадку пара з'являється в нагрітій зоні, не поширюючись удалину від свердловини внаслідок значного тиску навколо свердловини, викликаного нагнітанням води [18].

В усіх перелічених випадках в пористому середовищі відбувається течія трифазної суміші. Слід зазначити, що за певних умов видобутку нафти трифазна суміш в пласті може існувати і після закінчення дії на пласт. Це явище виникає внаслідок пониження тиску в околиці свердловини.

У зоні існування пари відбувається перехід легких фракцій сирої нафти в газову фазу. Цей ефект стає помітним тільки після прокачування великих об'ємів пари, оскільки молекули легких вуглеводнів переходять в газову фазу з поверхонь розділу рідини і пари тільки після переміщення в об'ємі суміші рідких вуглеводнів до поверхні розділу внаслідок молекулярної дифузії або гідродинамічної дисперсії. Тому співвідношення мольних часток речовин в рідкій і газовій фазах в цьому випадку відрізняється від їх співвідношення при термодинамічній рівновазі.

Присутність газової фази легких вуглеводнів можна виявити завдяки існуванню наступних важливих процесів. При нагнітанні теплоносія на початку зони конденсації, що зайнята паром, суміш вуглеводнів збагачується легкими фракціями (в порівнянні з нафтою початкового складу), причому об'єм такої "пробки" збільшується з часом. На віддаленій межі цієї "пробки" існує область суміші нафти початкового складу і фракцій, що сконденсувалися. Можна припустити, що переміщення цієї області сприяє підвищенню нафтовіддачі. Завжди, при нагнітанні пари, безпосередньо в області, що зайнята паром, протікає процес збагачення залишкової нафти важкими фракціями (усе менш і менш легкими), і нефтонасичення з часом падає. Область, зайнята паром, розширюється, залишаючи усередині пласта малу кількість нафти. Такий процес витіснення іноді порівнюють з «паровим поршнем». При пароциклічній дії на свердловину після закінчення періоду очікування (просочення) отримують, як правило, нафту, збагачену легкими фракціями (в порівнянні з нафтою початкового складу цього родовища).

Внаслідок порушення рівноваги при витяганні легких фракцій нафти, під впливом пари може статися утворення твердого або дуже в'язкого (з високою молекулярною масою) вуглеводневого осаду. Цей ефект необхідно враховувати при пароциклічній дії на свердловину. Подібні відкладення практично не розчинні ні в легкій нафті, що утворюється в ході закачування пари, ні навіть в нафті початкового складу, яка фільтрується до свердловини в процесі видобутку; їх наявність знижує реальну проникність середовища, про що слід пам'ятати, оскільки пароциклічна дія - процес, неодноразово повторюваний на одній і тій же свердловині.

Досить часто пару використовують і для очищення призабійної зони пластів від деяких відкладень, що утворилися при звичайному способі добування нафти [21].

При витісненні нафти нагрітою водою або паром основна доля їх теплової енергії витрачається на підвищення температури породи. За таких умов навіть в ідеальному випадку одновимірному, адіабатичного процесу (без теплових

втрат через бічну поверхню) фронт поширення температури відстає від фронту витіснення нафти.

Виходячи з балансів маси і енергії, можна, спираючись на ряд допущень, оцінити відносну зміну миттєвих швидкостей фронтів поширення температури і просування холодної води залежно від умов постановки експерименту по термічній дії. Якщо взяти до уваги невеликі швидкості просування усіх визначених фронтів і градієнтів, то в першому наближенні можна допустити, що через деякий час фронти сформуються настільки, що їх форми стабілізуються.

У суворо одновимірному процесі витіснення нафти нагрітою водою у відсутності випару тільки два основні чинники обумовлюють відставання просування фронту холодної води відносно аналогічного фронту в ізотермічному витісненні при однакових масових витратах води, що нагнітається: зміна відношення рухливостей; зміна залишкової нафтонасиченості, тобто момент прориву води при ізотермічному витісненні настає раніше, ніж при нагнітанні нагрітої води.

Рівень нафтовидобутку, що досягається, при нагнітанні пари перевищує рівень нафтовидобутку, що досягається при нагнітанні нагрітої води, що особливо помітно при видобутку легкої нафти, для якого характерна зміна складу в процесі витягання.

Ефективність вертикального витіснення нагрітою водою майже не відрізняється від ефективності витіснення холодною. Нагріта вода прагне поширитися в нижній частині пласта, але внаслідок несприятливого відношення рухливостей нагрітої води і нафти, що витісняється, водяний фронт при однаковій витраті рідини, що нагнітається, трохи деформується відносно вертикалі і, отже, просувається швидше, ніж при ізотермічному витісненні. Неізотермічний характер проявляється в тому, що внаслідок теплообміну на бічних поверхнях пласта найбільш просунута область фронту нагрітої води не поширюється уздовж його меж.

При витісненні нафти водяною парою він прагне до просування у верхніх областях пласта, тоді як водяний конденсат - до поширення в нижній його час-

тині. Це дозволяє сподіватися на досить повне в усіх точках вертикального розрізу пласта витіснення нафти.

При ізотермічному горизонтальному витісненні нафти нагрітою водою, в якому беруть участь рідини, практично незмінні в об'ємі, ефективність витіснення є зростаючою функцією відношення рухливостей рідин, що витісняють і тих, які витісняються.

При розгляді витіснення нафти паром необхідно враховувати конденсацію води [20]. В цьому випадку ефективність витіснення залежатиме не лише від відношення рухливостей, але і від відношення швидкостей на початку і кінці активної зони. При низьких тисках ефективність витіснення паром вища за ефективність ізотермічного витіснення водою, але вона знижується при зростанні тиску; за будь-яких термодинамічних умов ефективність витіснення паром завжди вища за ефективність витіснення нагрітою водою.

Природна неоднорідність і шаруватість родовища призводять до появи переважних напрямів руху і погіршують нафтовидобуток. Основною відмінністю витіснення нафти нагрітою водою від ізотермічного витіснення є наявність теплопереносу від зони з підвищеною температурою, звідки нафта вже витіснена, до ще холодної зони, де нафта насилу піддається витісненню. Таке теплоперенесення за рахунок чистої теплопровідності через тверду породу і рідини або за рахунок природної конвекції, випари і конденсації збільшує рухливість в'язкої нафти відносно рухливості води і, отже, полегшує витіснення нафти. Таким чином, саме фізична властивість нафти – в'язкість є вихідним пунктом проектування технологічної схеми витіснення нафти з пластів-колекторів.

3.6 Обмежувальні умови при використанні прийомів та методів впливу на вуглеводневі пласти-колектори

При вивченні методів підвищення нафтовіддачі доводиться стикатися з чинниками, що обмежують їх використання як з точки зору їх технологічності, так економічної обґрунтованості [21].

Тиск на забої свердловини при нагнітанні в неглибоко залягаючий пласт

води або пари не повинен перевищувати гірський тиск. В осоружному ж випадку може статися горизонтальне розтріскування порід і порушення початкової структури родовища [20]. Цей приклад ілюструє одне з технологічних обмежень, що накладаються на процес - обмеження тиску теплоносія, що нагнітається.

Додаткова кількість нафти, отримана за рахунок нагнітання пари в пласт, має бути досить великою для забезпечення позитивного енергетичного балансу процесу. Теплотворна здатність додаткової кількості нафти зобов'язана принаймні дорівнювати кількості енергії, витраченої на отримання водяної пари, що нагнітається у свердловину. Так, наприклад, якщо теплотворна здатність сирої нафти складає $1 \cdot 10^4$ ккал/кг, а питома теплота випару води - 600 ккал/кг, то відношення мас додаткової кількості отриманої нафти і пари, що була закачана у свердловину, повинне перевищувати 0,06 кг/кг.

З технічної точки зору не існує ніяких жорстких вимог до нафтовмісту родовища, що планується до розробки, але необхідність рентабельності видобутку вимагає визначення її мінімальної величини. Так, при використанні пароциклічної дії на свердловини на каліфорнійських родовищах (США) мінімальний нафтовміст бул визначений на рівні 16%, в деяких випадках він може бути знижений до 12%. Проведеними дослідженнями було переконливо показано: зменшення в'язкості нафти при підвищенні температури або застосуванні відповідних ПАР є одним з основних механізмів, що забезпечують успіх методів нагнітання нагрітої води або водяної пари. Слід мати на увазі, що зменшення в'язкості дуже в'язкої нафти, хоча і дає позитивні результати, проте не завжди призводить до достатнього зростання її плинності. Підвищення температури дуже в'язкої нафти в зоні нагріву дозволяє просунути її до свердловини, але збільшує ризик закупорки пір при контакті нагрітої нафти з холоднішою (колектором). З практичного досвіду відомо, що нагнітання пари в пласт використовують при видобутку дуже в'язкої нафти (наприклад, з бітумінозних пісків) та як приклад, необхідно зазначити, що у ряді випадків закачування нагрітої води має вельми позитивний ефект і при розробці родовищ дуже легкої нафти [22].

При виборі ділянки для розробки родовища необхідно враховувати глибину залягання пласта і його потужність, оскільки з цими параметрами пов'язані втрати тепла в навколишні породи і технічні складнощі подачі нагрітої води або пари – обмежуючі можливості розробки глибоко залягаючих пластів. Зазвичай вважають, що потужність продуктивного пласту має бути більше 10 м, а глибина його залягання не повинна перевищувати 1000 м. Можна, проте, розглядати як рентабельну розробку родовища з глибиною залягання, що і перевищує 1000 м, якщо на свердловинах встановлено ефективно теплоізольоване устаткування (зокрема, теплоізольовані труби).

У нафтоносному пласті породи, що утворюють колектор, не є інертними по відношенню до рідких середовищ, що заповнюють пори, особливо часто в значних кількостях в колекторах присутні глинисті породи.

Як правило, глини взаємодіють з водою і іншими речовинами, що мають поляризаційні молекули [20]. Контакт з рідинами заданого хімічного складу, що нагнітаються - нагрітою прісною або мінералізованою водою, а також з конденсатом, що утворився при закачуванні водяної пари, призводить до порушення сталого процесу адсорбції нафти на глинистих мінералах усередині пласта. Внаслідок цього деякі глинисті мінерали, наприклад монтморилоніти, можуть сильно набрякати у присутності прісної води, що спричиняє за собою зниження характерної проникності середовища і може привести навіть до закупорки [19].

У ряді випадків присутність деяких органічних сполук у складі глинистих мінералів (з'єднань типу керогену) або деяких компонентів сирової нафти, що добре адсорбуються на глинах (важких фракцій), призводить до утворення захисного покриття, що заважає адсорбції води і, отже, набряканню глин [17].

Необхідно додати, що, адсорбувавши вологу на початку термічної дії на пласт, глинисті мінерали утримують її протягом усього циклу, оскільки рівні температур процесу недостатньо великі для повної десорбції води.

Після нагнітання в пласт нагрітої води або водяної пари усередині пласта утворюється водонафтова емульсія, що включає в основному важкі фракції на-

фти. Якщо вода або водяна пара містить кисень, найбільш вірогідною причиною формування подібних емульсій є утворення поверхнево-активних молекул при окисленні важких вуглеводнів, причому окислення тим активніше, чим вище температура. Слід зазначити, що емульсії утворюються і у відсутність повітря. За однакових температурних умов термічної дії на пласт емульсії, отримані при нагнітанні пари, зруйнувати значно складніше, ніж емульсії, що утворилися при закачуванні води.

Обмежуючими чинниками при використанні методів внутрішньопластового горіння є: ефект при горінні поступово знижується, оскільки швидкість і температура фронту горіння безперервно зростають із збільшенням витрати повітря, швидкість просування фронту збільшується із зростанням тиску при зниженні максимальної температури (в результаті за фронтом горіння може залишитися не витиснена нафта); напрям поширення процесу може змінитися на зворотний, якщо швидкість реакцій окислення нафти в умовах продуктивного пласта достатня для її самозаймання на ділянках, прилеглих до нагнітальної свердловини; ефективність методу залежить від витрати повітря, що ускладнює управління процесом (витрата повітря значна і для досягнення його потрібного рівня необхідно зменшувати відстань між свердловинами, оскільки при значному віддаленні свердловин одна від одної теплові втрати обумовлюють конденсацію значної частини нафти, яку потім важко витягнути на поверхню.

Розділ 4. Охорона праці та навколишнього середовища

Система управління охороною праці на підприємствах і в організаціях нафтогазового комплексу України передбачає цикл організаційних, технічних, економічних і правових заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці і є складовою частиною системи управління виробництвом.

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 [29].

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.

При лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення необхідно дотримуватися наступних правил: техніки безпеки при роботі в приміщенні розумової праці та техніки безпеки на промислових ділянках.

Інтенсифікація руху нафти в пластах колекторах

Роботи з нагнітання в свердловину води, газу, теплоносіїв (гарячої води, пари), хімічних реагентів (полімерів, ПАР, розчинників нафти) та інших агентів

проводяться відповідно до проекту і плану, затвердженого нафтогазодобувним підприємством. У плані повинні бути зазначені порядок підготовчих робіт, схема розміщення обладнання, технологія проведення процесу, заходи безпеки, відповідальний керівник робіт.

Пересувні насосні агрегати, призначені для роботи на свердловинах, повинні обладнуватися запірними та запобіжними пристроями, мати прилади, що контролюють основні параметри технологічного процесу.

При закачуванні хімічних реагентів, пари, гарячої води на нагнітальній лінії біля устя свердловини повинен бути встановлений зворотний клапан.

Нагнітальна лінія після збирання до початку закачування повинна бути опресована на півторакратний очікуваний робочий тиск.

При гідравлічних випробуваннях нагнітальних систем обслуговувальний персонал повинен бути видалений за межі небезпечної зони. Ліквідація пропусків під тиском не дозволяється.

Перед початком роботи із закачування реагентів, води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Обігрівати трубопроводи відкритим вогнем не дозволяється.

Обробка привибійної зони, інтенсифікація припливу і підвищення нафто-віддачі пластів у свердловинах з негерметичними колонами і заколонними перетоками не дозволяється.

На період теплової і комплексної обробки навколо свердловини і обладнання, що використовується, встановлюється небезпечна зона радіусом не менше ніж 50 м.

Пересувні насосні установки необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини, відстань між ними повинна бути не менше ніж 1 м. Інші установки для виконання робіт (компресор, парогенераторна установка та ін.) повинні розміщуватись на відстані не менше ніж 25 м від устя свердловини. Агрегати встановлюються кабінами від устя свердловини і оснащуються іскрогасниками.

Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів і установок повинні виключити можливість утворення вибухопожежонебезпечних сумішей усередині апаратів і трубопроводів.

На всіх об'єктах (свердловинах, трубопроводах, замірних установках) утворення вибухонебезпечних сумішей не допускається. У планах проведення робіт необхідно передбачати систематичний контроль газоповітряного середовища в процесі робіт.

Викидна лінія від запобіжного пристрою насоса повинна бути жорстко закріплена, закрита кожухом і виведена в скидну місткість для збирання рідини або на прийом насоса.

Закачування розчинів та хімічних реагентів

Роботи повинні виконуватись з використанням необхідних засобів індивідуального захисту і відповідно до вимог інструкції з застосування цього реагенту.

На місці проведення робіт із закачування агресивних хімічних реагентів (сірчаної, соляної, азотної, фторної кислоти та ін.) повинен бути:

- а) аварійний запас спецодягу, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту;
- б) запас чистої прісної води;
- в) нейтралізуючі компоненти для розчину (крейда, вапно, хлорамін).

Залишки хімічних реагентів необхідно збирати і доставляти в спеціально відведене місце, обладнане для утилізації або знищення.

Після закачування хімічних реагентів або інших шкідливих речовин до розбирання нагнітальної системи агрегату повинна прокачуватись інертна рідина об'ємом, достатнім для промивання нагнітальної системи. Скидати рідину після промивання необхідно в збірну ємність.

Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони переносними газоаналізаторами. При вмісті в повітрі закритого приміщення парів агресивних хімічних реагентів вище ГДК та порушенні герметичності нагнітальної системи роботи повинні бути припинені.

Завантаження терморектора магнієм повинно проводитись безпосередньо перед спусканням його в свердловину.

Завантажений магнієм терморектор, ємності і місця роботи з магнієм необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від нагнітальних трубопроводів та ємностей з кислотами.

Теплова обробка

Парогенераторні та водонагрівальні установки повинні бути оснащені приладами контролю і регулювання процесів готування та закачування теплоносія, засобами для припинення подачі паливного газу у разі порушення технологічного процесу.

Відстань від паророзподільного (водорозподільного) пункту чи розподільного трубопроводу до устя нагнітальної свердловини повинна бути не менше ніж 25 м.

Керування запірною арматурою свердловини, обладнаної під нагнітання пари або гарячої води, повинне здійснюватися дистанційно. Фланцеві з'єднання повинні бути закриті кожухами.

В аварійних випадках роботу парогенераторної та водонагрівальної установок необхідно зупинити, персонал при цьому повинен діяти відповідно до плану локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і аварій.

На лінії подачі палива в топку парогенератора або водонагрівальної установки передбачається автоматичний захист, що припиняє подачу палива при зміні тиску в теплопроводі нижче або вище допустимого, а також при припиненні подачі води.

Територія свердловин, обладнаних під нагнітання пари або гарячої води, повинна бути огорожена і позначена попереджувальними знаками.

Відвід від затрубного простору повинен бути спрямований у бік, вільний від техніки і обслуговуючого персоналу.

При закачуванні теплоносія (з установленням пакера) засувка на відводі від затрубного простору повинна бути відкрита.

Після обробки свердловини повинні бути перевірені з'єднувальні пристрої, арматура повинна бути пофарбована.

Обробка гарячими нафтопродуктами

Установка для підігрівання нафтопродукту повинна розташовуватись не ближче ніж 25 м від ємності з гарячим нафтопродуктом.

Електрообладнання, що використовується на установці для підігрівання нафтопродукту, повинне бути у вибухозахищеному виконанні.

Ємність з гарячим нафтопродуктом необхідно встановлювати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини з підвітряного боку.

У плані проведення робіт повинні бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку працівників.

Обробка вибійними електронагрівниками

Вибійні електронагрівники повинні бути у вибухозахищеному виконанні. Зборка і випробування вибійного електронагрівника шляхом підключення до джерела струму повинні проводитися в електроцеху.

Не дозволяється розбирання, ремонт вибійних електронагрівників та їх випробування під навантаженням у польових умовах.

Спуск вибійного електронагрівника в свердловину та його піднімання повинні бути механізовані і проводитись при герметизованому усті з використанням спеціального лубрикатора.

Мережний кабель допускається підключати до пускового обладнання електронагрівника лише після підключення кабель-троса до трансформатора і заземлення електрообладнання, проведення всіх підготовчих робіт у свердловині, на усті і відведення працівників у безпечну зону.

Термогазохімічна обробка

Порохові заряди (порохові генератори тиску або акумулятори тиску) для комплексної обробки привибійної зони свердловини необхідно зберігати і перевозити відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.17-92.

Порохові генератори (акумулятори) тиску повинні встановлюватися в гірлянді зарядів, що спускається, лише перед її введенням у лубрикатор.

Ящики з пороховими зарядами повинні зберігатися в приміщенні, яке замикається на замок і розташоване на відстані не менше ніж 50 м від устя свердловини. Гірлянда порохових зарядів встановлюється в лубрикатор лише при закритій центральній засувці. Пристрій, що спускається, не повинен торкатися плашок засувки. Робота повинна виконуватись двома особами.

Підключення спущеного в вибій свердловини порохового генератора або акумулятора тиску до приладів керування і електромережі проводиться в такій послідовності:

- а) герметизація устя свердловини;
- б) підключення електрокабелю гірлянди зарядів до трансформатора (розподільного щитка);
- в) відведення членів бригади та інших осіб, що перебувають на робочій площадці (крім безпосередніх виконавців), на безпечну відстань від устя свердловини - не менше ніж на 50 м;
- г) установлення коду приладів підключення в положення "вимкнuto";
- г) підключення кабелю електромережі до трансформатора або приладів керування;
- д) подача електроенергії на прилади керування;
- е) вмикання електроенергії на гірлянду з зарядом (виконується лише за командою відповідального керівника робіт).

При використанні під час комбінованої обробки привибійної зони свердловини порохових зарядів типу АДС-6 або інших елементів гідравлічного розриву пласта повинні виконуватись вимоги, що забезпечують збереження експлуатаційної колони.

Охорона праці при роботі в приміщеннях обладнаних ЕОМ

Приміщення лабораторій мають бути влаштовані і обладнані відповідно до вимог санітарних норм (СН 245-71).

Оптимальні кліматичні умови для приміщень розумової праці наступні: температура 22 – 24 °С, відносна вологість повітря 40 - 60%, швидкість повітря до 0,2 м/с, на одного працівника повинно доводитись не менше 32 м³/ч повітря.

Для підтримки комфортних умов приймаємо кондиціонування повітря, що забезпечує підтримку на оптимальному рівні усіх вказаних вище параметрів, за допомогою автономного місцевого кондиціонера. Приміщення з ЕОМ мають бути обладнані системами опалювання і вентиляцією.

Вимоги до освітлення

Освітлення в лабораторії приймаємо як природне, так і штучне, здійснюване електричними джерелами світла. Найменший розмір об'єкту приймаємо 0,5 - 1мм, отже, відповідно до характеристики зорових робіт вони являються середньої точності (IV розряд зорової роботи), значення коефіцієнта природної освітленості для цього розряду робіт 1,5%. Освітленість на робочому місці має бути в межах 300 - 500 лк. Яскравість поверхонь які світяться і перебувають в полі зору не повинна перевищувати 200 кд/м². Відстань від очей до відеотерміналу має бути 70 см, світильники повинні очищатися не рідше двох раз на рік.

Вимоги електробезпеки

ЕОМ повинні мати апаратуру захисту від струму короткого замикання і інших аварійних режимів Лінія електромережі для живлення ЕОМ, периферійних пристроїв ЕОМ виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладення фазового, нульового робочого і нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів.

Вимоги до ЕОМ

ЕОМ підлягають обов'язковій сертифікації, Прийняття в експлуатацію ЕОМ повинне здійснюватися за умови наявності в комплекті з ним паспорта, інструкції або іншої експлуатаційної документації.

Вимоги до організації робочого місця користувача ЕОМ

Площа, виділена для одного місця з відеотерміналом або ЕОМ, повинна складати не менше 6м², а об'єм не менше 20м³. Робочі місця з відеотерміналами відносно світлових отворів повинні розміщуватися так, щоб природне світло падало збоку, переважно ліворуч. Робочі місця з ЕОМ розміщуються на відстані 1 м від стін зі світловими отворами, відстань між бічними поверхнями відео-

терміналів має бути не менше 1,2 м, прохід між рядами робочих місць не менше 1 м. Робоче сидіння користувача ЕОМ має бути підйомно-поворотним.

Персональний комп'ютер - електроприлад. Від інших електроприладів він відрізняється тим, що для нього передбачена можливість тривалої експлуатації без відключення від електричної мережі. У зв'язку з можливістю тривалої роботи комп'ютера без відключення від електромережі особлива увага приділена якості організації електроживлення.

Усі живлячі кабелі і дроти розташовуються із заднього боку комп'ютера і периферійних пристроїв.

Забороняється проводити які-небудь операції, пов'язані з підключенням, відключенням або переміщенням компонентів комп'ютерної системи без попереднього відключення живлення.

На робочому місці монітор встановлений так, щоб унеможливити віддзеркалення від його екрану у бік користувача джерел загального освітлення приміщення.

Монітор встановлений прямо перед користувачем і не вимагає повороту голови або корпусу тіла. Робочий стіл і робоче місце мають таку висоту, щоб рівень очей користувача знаходився трохи вище за центр монітора.

Клавіатура розташована на такій висоті, щоб пальці рук розташовувалися на ній вільно, без напруги, а кут між плечем і передпліччям складає 100° - 110° .

Для приміщення, оснащеного ПК встановлена категорія пожежної небезпеки В.

Вимоги безпеки під час експлуатації ЕОМ

Користувачі ЕОМ повинні стежити за тим, щоб ЕОМ були справними, щодня перед початком роботи необхідно проводити очищення екрану відеотерміналу від пилу і інших забруднень, після закінчення роботи відеотермінал і ЕОМ мають бути відключені від електричної мережі.

Пожежна безпека

Приміщення з ЕОМ має бути обладнане системою автоматичною пожежною сигналізацією. В якості пожежних оповіщувачів приймаємо оповіщувач

пожежний тепловий магнітний, який забезпечує видачу сигналу в мережу приймально-контрольних пристроїв, шляхом розмикання магнітних контактів досягши певної температури довкілля, також необхідно передбачити димові пожежні оповіщувачі – для цих цілей застосовуємо оповіщувач пожежний димовий, який здійснює сигналізацію з появою диму в місці його установки. У приміщенні мають бути встановлені переносні вуглекислотні вогнегасники з розрахунку один вогнегасник на 10м^3 об'єму приміщення. У коридорі має бути вивішений план евакуації з будівлі на випадок пожежі з номером телефону пожежної служби. Підходи до засобів пожежогасінні мають бути вільні. У приміщеннях з ЕОМ мають бути аптечки, для надання першої медичної допомоги.

Екологічні заходи підприємств з видобутку та переробки вуглеводневої сировини повинні бути спрямовані на забезпечення ефективного функціонування і розвитку нафтогазової галузі, зменшення негативного впливу на довкілля та екологічних ризиків у процесі виробничої діяльності, гармонізацію економічних інтересів з екологічними та соціальними інтересами суспільства, впровадження екологічних міжнародних та європейських стандартів [30].

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.

З метою зниження шкідливого впливу забруднюючих речовин на атмосферне повітря, нафтогазовими підприємствами повинні проводитися такі заходи: інвентаризація стаціонарних джерел викидів; оптимізація технологічних режимів існуючого обладнання, що працює на вуглеводневому паливі, та його модернізація; виявлення мобільними лабораторіями витоків із запірної арматури та їх усунення за допомогою сучасного обладнання та вискоєфективних ущільнюючих матеріалів; ремонтно-налагоджувальні роботи технологічного обладнання; заміна резервуарів із стаціонарною покрівлею на більш сучасні у технологічному плані резервуари із плаваючою покрівлею; систематичне обслуговування дихальної арматури резервуарів та апаратів, ущільнення понтонів та покрівель резервуарів; капітальний ремонт двигунів і заміна радіаторів; використання режимів перекачування та експлуатації резервуарів, які забезпечують найменші обсяги викидів забруднюючих речовин; спорудження та оснащення контрольно-регулювальних пунктів для перевірки і зниження токсичності відпрацьованих газів транспортних засобів; переведення автотранспорту на використання екологічно чистих видів пального.

ВИСНОВКИ

1. Подальша розробка Шебелинського газоконденсатного родовища є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби та сприяє вирішенню соціальної проблематики місцевого населення.

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

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

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

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

6. Для запобігання інтенсивних газопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти з аномальним пластовим тиском.

7. В кваліфікаційній роботі: розглянуті комплексні питання попередження можливих ускладнень та розробки інженерної методики підвищення газоконденсатовилучення; розроблено елементи системного підходу до проектування ефективних систем розробки газоконденсатних родовищ.

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

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. Кривуля С.В., Лизанець А.В, Мачужак М.І. Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища // Нафтогазова галузь України, 2016, № 3. – С. 7 – 12.
3. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. – Львів: Вид-во «Новий Світ - 2000», 2019. – 302 с.
4. Геологія та корисні копалини України: Атлас. – К.: НАН України; Міністерство екології та природних ресурсів України, 2001. – 231 с.
5. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
6. 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.
7. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
8. Нафтогазова механіка / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
9. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдощук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
10. 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.
11. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
12. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

13. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
14. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
16. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
17. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
18. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро. – 2021. – 201 с.
19. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
20. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
21. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. - Львів, 2008. – 374 с.
22. E. Tzimas Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System: journal. – European Commission Joint Research Center, 2005. – P. 21 – 22.
23. Саранчук В. І., Ільяшов М. О., Ошовський В. В., Білецький В. С. Основи хімії і фізики горючих копалин. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 640 с.

24. Романова Н.В. Загальна і неорганічна хімія. – Київ; Ірпінь: ВТФ "Перун", 1998. - 480 с.
25. Ковальчук Є. П., Решетняк О. В. Фізична хімія: Підручник. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
26. Довжок Є. М. Проблеми розробки нафтових і нафтогазоносних родовищ / Є. М. Довжок, В. С. Іванишин, І. Т. Микитко // Нафтова і газова промисловість. - 2006. - № 3. - С. 26 - 27.
27. Євдошук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні // Науково-популярний журнал «Колега» (УНГА). – 2011. – № 1. – С. 14 – 18.
28. Гупало О.П. Органічна хімія: підручник / О.П. Гупало, О.П. Тушницький. – 2-ге вид., перероб. і доп. – Київ: Знання, 2010. – 431 с.
29. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
30. Гроза В.А., Антонів О.М. Екологічні аспекти експлуатації газової свердловини // Наукоємні технології, 2014. № 1 (21). – С. 125 - 130.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.21.ПЗ	Пояснювальна записка	98	
5					
6		НГІБ.КР.22.21.ДМ	Демонстраційний матеріали	20	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	