

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

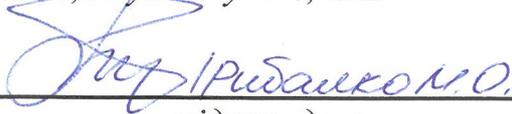
Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 18 » 01 М.Винник 2026 року

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Аналіз методів розширення вікна безпеки при розкритті
продуктивних пластів
Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., ст. викладач кафедри буріння
та геології Рибалко М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

Виконавець роботи

Манжос Дмитрій Сергійович
студент груп 601-НБ
студент, ПІБ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

ст. викл., к.т.н. Рибалко М.О.

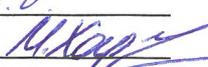

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

ст. викл., к.т.н. Рибалко М.О.


посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц., к.т.н. Харченко М.О.


посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 10.01.2026р.

Полтава, 2026

**Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та
Освітня програма: технологій
Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2025 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Манжос Дмитрій Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз методів розширення вікна безпеки при розкритті продуктивних пластів

2. Керівник роботи ст.викл. кафедри буріння та геології, к.т.н. Рибалко М.О.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-пр.с

3. Строк подання студентом роботи 20.01.2026 р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналіз сучасного стану питання

2. Обґрунтування об'єкта та предмета досліджень, вихідних даних і методів розв'язання поставлених задач.

3. Вибір методів проведення досліджень, аналіз їх результатів, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

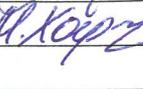
Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	ст. вчм., к.т.н. Рибалко М.О.		
	ст. вчм., к.т.н. Рибалко М.О.		
	доц., к.т.н. Харчишко М.В.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент

 Малуха Д.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Рибалко М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Манжос Д.С. Аналіз методів розширення безпечного вікна безпеки при розкритті продуктивних пластів: Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія та технологій, освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин» – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

В роботі проведено інженерне оцінювання технологічних переваг буріння із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною (ЕЦГ) на прикладі свердловини Х родовища.

Перший розділ присвячений літературному окерсленню основних понять порового тиску і утворення потоку рідини, причини поглинання промивальної рідини.

У другому розділі проведено аналітичний аналіз впливу технологічних процесів розкриття на стан продуктивного пласта, проаналізовано основні методи розкриття продуктивного пласта при вузькому «вікні буріння», а саме: розкриття продуктивного пласта методом керованого тиску, озкриття продуктивного пласта методом активної кольматації, розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину, розкриття продуктивного пласта на депресії.

У третьому розділі проведено практичні дослідження особливостей геологічної будови міжсольового покладу Х родовища і перспективи нафтогазоносності міжсольового комплексу та виконано інженерну оцінку доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на Х родовищі.

Ключові слова: свердловина, промивна рідина, вікно буріння, регулювання тиску, буріння, щільність, еквівалентна циркуляційна густина.

ABSTRACT

Analysis of methods for expanding the safety window when opening productive formations: master's thesis, Poltava, Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic, 2025.

The master's thesis provides an engineering assessment of the technological advantages of controlled pressure drilling using equivalent circulating density (ECD) based on the example of well X in the field.

The first section is devoted to a literature review of the basic concepts of pore pressure and fluid flow formation, as well as the reasons for flushing fluid absorption.

The second chapter provides an analytical analysis of the impact of technological processes on the condition of the productive formation and analyzes the main methods of opening the productive formation in a narrow “drilling window” (Mud Weight Window), namely: opening the productive formation using the controlled pressure method, opening up the productive formation using the active colmatation method (Stress Shielding / Wellbore Strengthening), opening up the productive formation using the ECD Management method through solution rheology, opening up the productive formation underbalanced drilling.

The third chapter presents practical research on the geological structure of the inter-salt deposit of the X field and the prospects for oil and gas content of the inter-salt complex, as well as an engineering assessment of the feasibility of using controlled pressure drilling technology at the X field.

The general conclusions reflect the main results obtained in the work.

Keywords: well, drilling fluid, drilling window, pressure control, drilling, density, equivalent circulating density.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	10
1.1 Основні поняття порового тиску.....	10
1.2. Поровий тиск і утворення потоку рідини.....	13
1.2 Причини поглинання промивальної рідини. Фізична суть поглинання та класифікація зон поглинання.....	17
1.3 Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень.....	20
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ	23
2.1 Вплив технологічних процесів розкриття на стан продуктивного пласта	23
2.2. Основні методи первинного розкриття продуктивного пласта при вузькому «вікні буріння»	29
2.3. Первинне розкриття продуктивного пласта методом керованого тиску	31
2.4 Первинне розкриття продуктивного пласта методом активної кольматації	36
2.5. Первинне розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину.....	39
2.6. Первинне розкриття продуктивного пласта на депресії	45
2.7 Висновки до розділу 2.....	53
РОЗДІЛ 3. ВПРОВАДЖЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ МЕТОДУ РОЗШИРЕННЯ ВІКНА БЕЗПЕКИ ПРИ РОЗКРИТТІ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ	55
3.1 Особливості геологічної будови міжсольового покладу X родовища і перспективи нафтогазоносності міжсольового комплексу.....	55
3.2 Інженерна оцінка доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на X родовищі.....	60
3.3 Висновки до розділу 3	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70

ВСТУП

Актуальність теми. Вивчення геостатичного тиску є одним з важливих етапів побудови геомеханічних моделей для пом'якшення численних експлуатаційних проблем у процесі буріння, таких як: зміна напрямку свердловини, нестійкість свердловини, осипання, прилипання труб, пошкодження пласта тощо, які можуть спричинити ГНВП. Тому аналіз геостатичного тиску відіграє важливу роль і є невід'ємною частиною побудови геомеханічних моделей, які в поєднанні зі статичними і динамічними моделями покладів дозволяють оптимізувати планування і проектування буріння свердловин.

При розрахунку порових тисків уздовж свердловини зазвичай отримують профіль, що екстраполює цю інформацію на сусідні свердловини, що може призвести до помилкових оцінок при прогнозуванні цих тисків, оскільки геологічні умови можуть змінюватися і представляти собою зміни всередині басейну. З цієї причини важливо використовувати інші інструменти, що дозволяють не тільки побічно виявляти і оцінювати ділянки з аномальним тиском, але і здійснювати бічний моніторинг можливих змін, які можуть представляти ці значення в різних пластах. Виходячи з вищесказаного, буде застосована методологія оцінки порових тисків пластів з даних ГІС для подальшого оцінювання застосування технології буріння із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною.

Метою роботи є інженерна оцінка технологічних переваг буріння із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною (ЕЦГ) на прикладі свердловини X родовища.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- аналіз утворення потоку рідини та причини поглинання промивальної рідини;
- проаналізувати вплив технологічних процесів розкриття на стан продуктивного.

- дослідити основні методи розкриття продуктивного пласта при вузькому "вікні буріння".

- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом керованого.

- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом активної кольматації.

- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину .

- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта на депресії

- дослідити особливості геологічної будови міжсольового покладу X родовища і перспективи нафтогазоносності міжсольового комплексу.

- провести інженерну оцінку доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на X родовищі.

Об'єкт дослідження – процес розкриття продуктивного пласта при вузькому «вікні буріння»

Предмет дослідження – інженерна оцінка доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на X родовищі.

Методи дослідження: аналітичні і інструментальні методи; моделювання процесу буріння.

Наукова новизна результатів – отримано подальшого розвитку модефікація технологія буріння свердловин із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень особливостей проведення технології буріння свердловин із застосуванням технології із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною (ЕЦГ) на прикладі свердловини X родовища.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 73 сторінках, у тому числі 68 сторінок основного тексту, 19 рисунків, 8 сторінок списку використаних джерел (78 найменування).

сторінках, у тому числі 68 сторінок основного тексту, 19 рисунків, 8 сторінок списку використаних джерел (78 найменування).

Перший розділ присвячений літературному окерсненню основних понять порового тиску і утворення потоку рідини, причини поглинання промивальної рідини.

У другому розділі проведено аналітичний аналіз впливу технологічних процесів розкриття на стан продуктивного пласта, проаналізовано основні методи розкриття продуктивного пласта при вузькому «вікні буріння», а саме: розкриття продуктивного пласта методом керованого тиску, озкриття продуктивного пласта методом активної кольматації, розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину, розкриття продуктивного пласта на депресії.

У третьому розділі проведено практичні дослідження особливостей геологічної будови міжсольового покладу Х родовища і перспективи нафтогазоносності міжсольового комплексу та виконано інженерну оцінку доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на Х родовищі.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2026 році під керівництвом викладача кафедри буріння та геології Рибалко М.О.

свердловин, сприяє збереженню покладів вуглеводнів, а також свідчить про наявність пасток в нафтогазоносних басейнах.

Таким чином, вивчення зон АВПД необхідне як для пошуку нових родовищ, так і для зниження ризику виникнення аварій при бурінні. Одним з найважливіших факторів, що визначають характер існуючих підземних гідродинамічних систем, є тиск. У більшості випадків фізичні рухи і пов'язані з ними процеси залежать від температури і тиску. Тиск є однією з фундаментальних фізичних величин. Це скалярне значення, яке в кожній точці представлено окремим значенням. Термін «тиск» має реальний сенс тільки для рідин, а не для твердих тіл. У пористих середовищах під тиском часто розуміють тиск усередині рідини в порах. Еквівалентом фізичної сутності в твердих тілах є тиск тензора, який представляє собою симетричний 3×3 тензор з шістьма незалежними значеннями. Це можна проілюструвати за допомогою еліпса, осі якого представляють основний тиск за розміром і напрямком. Як правило, важливі тільки окремі компоненти або аварії тензора. Тиск породи і поровий тиск відображають реакцію матеріалу на зовнішнє навантаження. Тому тиск породи і поровий тиск перекриваються або зміщуються і повинні бути збалансовані з усіма зовнішніми навантаженнями. Початковим тиском і процесами, що викликають тиск, є накопичення осаду з вигином басейну, в результаті чого виникає надлишковий тиск на підземні гірські породи. Загальний тиск і поровий тиск зазвичай збільшуються з глибиною. Тиск гірських порід і тиск рідини взаємодіють з ущільненням і зменшенням пористості. Основними механізмами ущільнення є перетворення зерен у більш щільні пласти та цементування, які називаються відповідно механічним і хімічним ущільненням.

Таким чином, для розробки моделі механіки пористих осадів необхідні три основні компоненти, а саме: об'єм тиску, поровий тиск і ущільнення. Також повинні враховуватися такі додаткові ефекти, як трансформація мінералів, водно-тепловий тиск і керогенне розтріскування або утворення

тріщин. Однорідне тіло буде деформуватися горизонтально і вертикально при постійному навантаженні зверху (рис. 1.1, а). Вертикальний тиск у кожній точці дорівнює верхньому навантаженню, а горизонтальний - нулю. Такий стан тиску називається одноосьовим. Якщо межі тіла зафіксовані (рис. 1.2, б), то елементи горизонтального тиску також стискаються і дорівнюють постійній пропорції верхнього навантаження, а саме: $\sigma_h / \sigma_v = \nu / (1 - \nu)$. Коефіцієнт Пуассона ν є матеріальною константою, для осадових порід ця константа знаходиться в діапазоні від 0,1 до 0,4, тому отримані співвідношення становлять від 0,11 до 0,67. Виняток становлять сіль і пухкий пісок з відношенням Пуассона, близьким до 0,5.

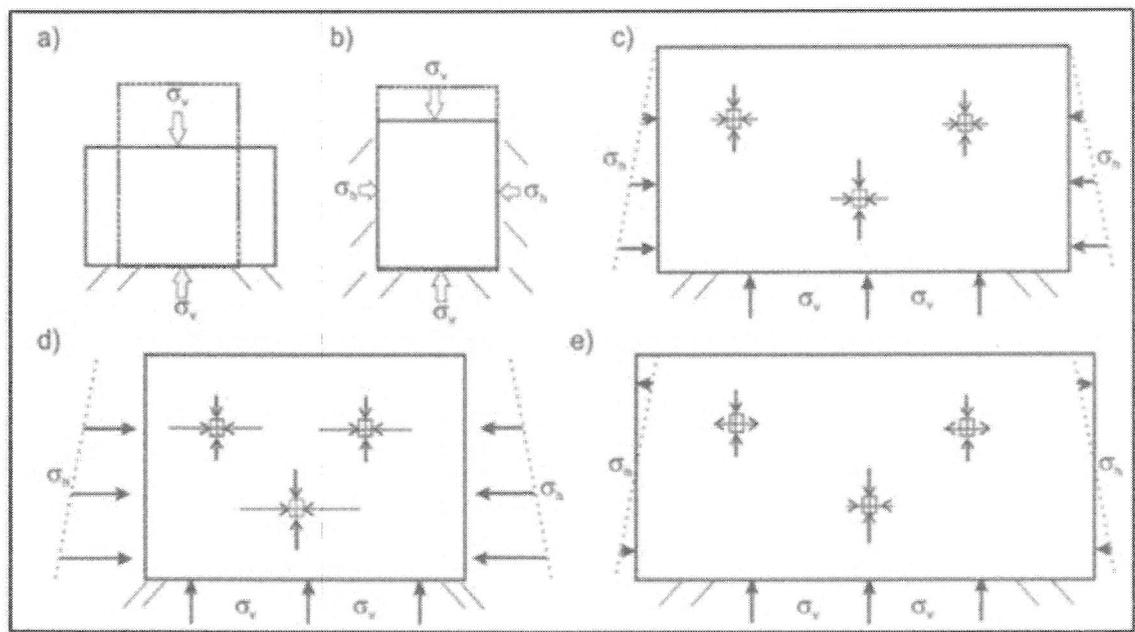


Рисунок 1.1 – Вертикальний і горизонтальний тиск в рівномірному твердому середовищі з тиском вище-розташованих гірських порід (а) і трьома рухомими поверхнями (б) зверху з фіксованими бічними межами (с) гравітація з фіксованими бічними межами (д) додатковий постійний тиск в бічних межах (е) додатковий постійний тиск в бічних межах.

У басейнах з нетектонічним утворенням ситуація аналогічна тій, яка спостерігається в басейнах з міцним внутрішнім корпусом з вертикальним навантаженням, яке збільшується лінійно в міру поглиблення.

Неоднорідність геомеханічних властивостей призводить до різних значень тиску і обертання головних осей напружень. Площини тектонічних збурень і соляні куполи порушують однорідність прямих тисків. Тектонічні процеси зазвичай додають до горизонтальної складової стиснений або подовжений тиск (рис. 1.1, d, e). Розширення моделі до нижнього горизонтального тиску може переключити тиск стиснення (позитивний) на тиск розтягування (негативний), в той час як межі стиснення можуть збільшити горизонтальний тиск так, щоб він перевищив вертикальний тиск і став максимальним тиском.

Стан тиску твердих гранул породи в основному контролюється навантаженням на об'ємний корпус у разі виникнення невеликих тектонічних сил і однорідних шаруватих порід (рис. 1.1, c).

1.2. Поровий тиск і утворення потоку рідини

Основними умовами для генезису та збереження АВПТ у регіоні є закрита флюїдна система та складний водний (флюїдний) обмін у системі природних пластів. Підвищений тиск виникає в результаті зменшення порового простору або в результаті збільшення обсягу флюїду. Існує безліч теорій про походження АВПТ, і вивчити цю проблему досить складно. Багато авторів визнають полігенну природу АВПТ залежно від конкретних геологічних умов місцевості. Всього запропоновано понад 20 можливих механізмів утворення АВПТ. Для того щоб прогнозувати розвиток АВПТ в кожному регіоні, необхідний всебічний аналіз всієї наявної геолого-геофізичної інформації.

Вимірне значення тиску в поровому середовищі є поровим тиском. В основному це викликано вагою надземних порід, але потік рідини разом з ущільненням може знизити тиск, викликаний вагою надземних порід, в результаті чого поровий тиск зазвичай нижчий за геостатичний тиск. У нестиснутих пористих породах геостатичний тиск і поровий тиск однакові і

дорівнюють тиску в належних породах. Відтік рідини дозволяє перетворювати зерна в більш компактні пласти, що знижує поровий тиск і пористість. Таким чином, різниця між гесотатичним і поровим тиском кількісно визначає ущільнення порід. Різниця між поровим і гідростатичним тиском полягає в надлишковому тиску, який безпосередньо контролює потік води (рис. 1.2). Поровий тиск зазвичай знаходиться між гідростатичним і літостатичним тиском, але є й винятки. Він може бути нижчим за гідростатичний тиск на великій висоті над рівнем моря і ерозійний вплив на глибокі шари піску, які пов'язані з тиском приповерхневих зон уздовж проникних фацій. Воно також може бути вище, ніж геостатичний тиск, коли в результаті утворення газу утворюється високий надлишковий тиск або висока проникність фацій, пов'язаних на великих глибинах.

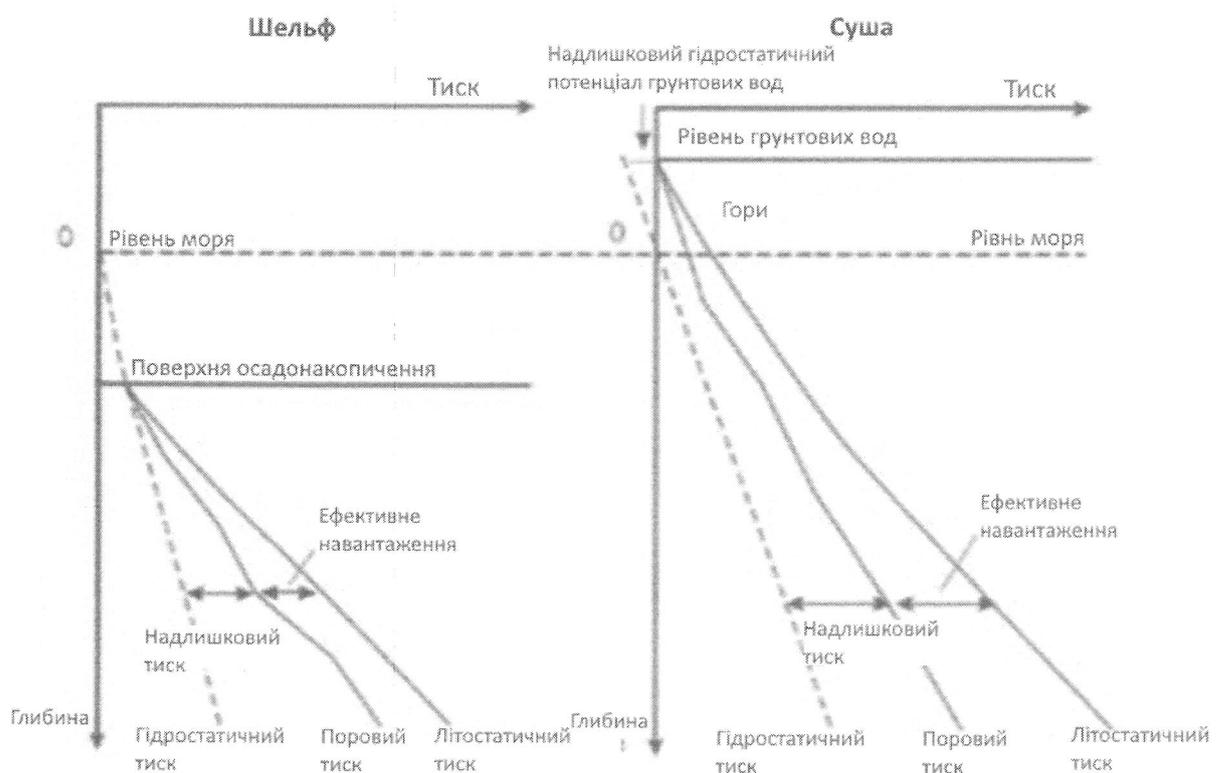


Рисунок 1.2 - Визначення тиску і навантажень

Рівень ґрунтових вод часто вважається рівним денному рівню поверхні в моделюванні басейну. Тоді пори і геостатичний тиск мають той самий нульовий рівень, як показано тут.

Можна виділити три процеси створення надлишкового тиску:

- надмірні навантаження разом з механічним ущільненням;
- цементация;
- надлишковий тиск, викликаний процесами розкладання рідини.

Поровий тиск, що виникає в результаті неповного ущільнення осадових порід, як описано вище, є основною причиною виникнення підвищеного тиску. Тут згущення являє собою перетворення гранул у більш щільні утворення зі зменшеним поровим простором за рахунок зменшення порових каналів і когерентності порової системи. Цей процес руху, руйнування і деформації гранул називається механічним ущільненням. Поступовий відтік рідини призводить до різниці між тиском породи і поровим тиском, в результаті чого відбувається ущільнення. Результатом цього супутнього процесу завжди є зниження надлишкового тиску, оскільки відтік із ущільнення більший, ніж місцеве підвищення тиску за рахунок стоншення твердого тіла. Це пов'язано з тим, що за законом втрата пористості пов'язана зі значним підвищенням тиску. Механічні ущільнення розглядаються як результат зниження надлишкового тиску через відтік води (рис. 1.3, а). Залишковий надлишковий тиск після відтоку води може бути просто інтерпретований як результат неповної герметизації, тому цей процес створення надлишкового тиску називається герметизацією під надлишковим тиском.

Іншим джерелом надлишкового тиску є хімічне ущільнення в результаті процесу цементування. Цементування відбувається у всіх пісковиках і карбонатах. Це значною мірою зменшує пористість і змушує її зменшуватися на великих глибинах, де механічне ущільнення практично невидиме. Цементация є продуктом розчинення кварцу з горизонтальних поверхонь контакту, дифузійного пересвічування в поровій воді і осадження цементу на вільні кварцові поверхні. Розчинність кварцу більшою мірою залежить від тиску, температура впливає на коефіцієнт дифузії та інтенсивність випадання опадів. Хімічне потовщення збільшує надлишковий тиск у міру того, як тиск

породи переноситься з гірського скелета в поровий тиск. Цементування також призводить до відтоку рідини і згущення, викликаного надлишковим тиском в якості основної рушійної сили (рис. 1.3, б).

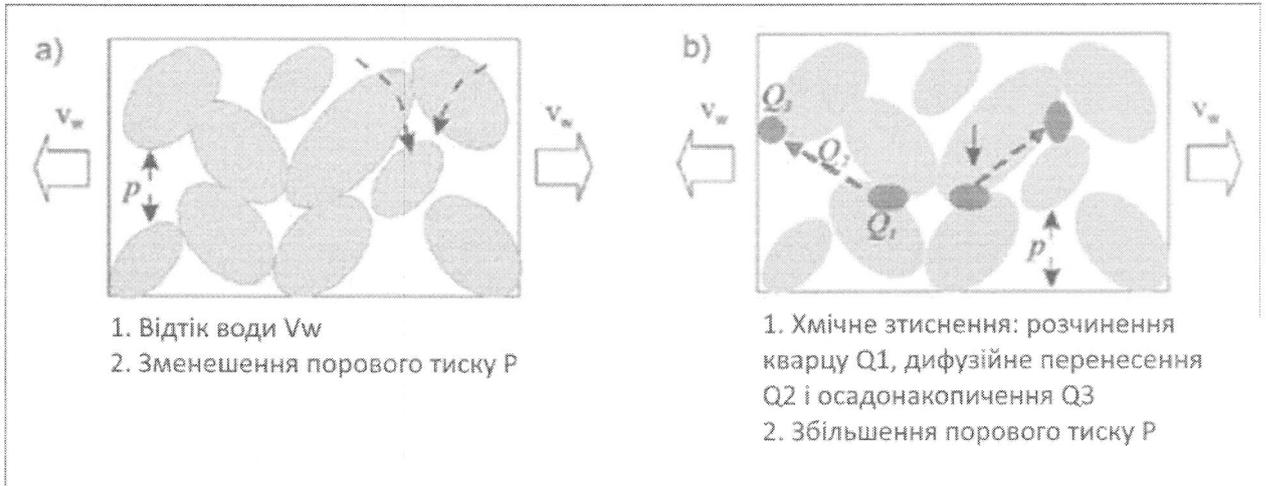


Рисунок 1.3 - АВПТ і стиснення: а) механічне стиснення викликане відтоком води і завжди пов'язане зі зниженням надлишкового тиску. б) Цементування кварцу і відповідне ущільнення переміщує геостатичний тиск в пори. Це збільшує поровий тиск. Відтік води після цього може частково зменшити надлишковий тиск.

До третьої групи процесів створення тиску входять механізми розширення рідкого середовища: нафтогазоутворення, тріщинуватість нафти, водно-теплове розширення, а також зміни мінералів, такі як перетворення смектиту в іліт. У всіх цих процесах маса або густина рідини змінюється і призводить до підвищення тиску в рідині, яке контролюється стисливістю рідини. Збільшення надлишкового тиску за рахунок механізмів розширення рідини зазвичай невелике в порівнянні з тим, що відбувається при механічному і хімічному ущільненні.

1.2 Причини поглинання промивальної рідини. Фізична суть поглинання та класифікація зон поглинання

Поглинання промивальної рідини пояснюється перевищенням тиску стовпа рідини в свердловині над пластовим тиском (чим більша ця різниця, тим інтенсивніше поглинання), а його інтенсивність – характером об'єкта поглинання.

Явище поглинання промивальної рідини обумовлено співвідношеннями тисків у свердловині та пласті, а також залежить від проникності пласта та ступеня розкриття тріщин [1].

Поглинання промивальної рідини у свердловинах відбувається за низкою факторів і безпосередньо залежить від пористості, міцності та проникності колектора, пластового тиску, кількості промивальної рідини та її якості [5,6,7].

Кількість промивальної рідини не порушується в разі нормальних умов буріння і тільки за рахунок природних втрат і фільтрації води з розчину її кількість може зменшуватися.

За умови перевищення гідростатичного тиску над пластовим розчин долає місцеві гідравлічні опори і проникає в тріщини, канали і пори гірських порід. При зниженні тиску в свердловині відносно пластового тиску можливий перетік флюїду з пласта в свердловину і це, в свою чергу, призведе до нафтогазоводопроявів. З цієї причини обидва явища – поглинання і прояви – часто зустрічаються в одній і тій же свердловині [6,7].

Поглинання розчину в пласт може відбутися за умови перевищення питомої ваги розчину над відносним тиском, а в разі значного перевищення можлива втрата циркуляції. При цьому стовбур свердловини може бути схильний до обвалів і осипів вищезалягаючих порід внаслідок зниження рівня промивальної рідини в свердловині.

Покладаючись на досвід промислових досліджень у нагнітальних свердловинах [8], коли відбувається гідророзрив, у породі утворюються

тріщини, що збільшують поверхню контакту породи з буровим розчином. Величина розкриття тріщин мінлива і змінюється залежно від надлишкового тиску на пласт. Відповідно, існує критичний тиск, при якому відбувається розкриття тріщини, що призводить до різкого зростання проникності пласта. Не менш важливим є те, що при зниженні тиску до критичного призводить до змикання тріщин, це необхідно враховувати при ізоляційних роботах.

При невисоких значеннях тиску розривів (1,3 – 1,35 від пластового) відбувається розкриття наявних мікротріщин, але не розрив породи. Набагато більші тиски виникають при виконанні технологічних операцій, таких як промивка свердловини, відновлення циркуляції і спуск обсадної колони.

Також при утворенні сальників на бурильних замках і долоті відбувається збільшення тиску в стовбурі свердловини. Іноді потужність сальника на долоті може бути настільки значною, що тиск, що розвивається буровими насосами, буде повністю передаватися на пласти. Також при швидкому спуску колони можливий розрив пласта.

Можна виділити три випадки в момент розкриття продуктивного пласта: $p = p_{пл}$, $p < p_{пл}$ і $p > p_{пл}$. Ідеальні умови дотримуються в першому випадку, тому не буде спостерігатися ніяких змін. У разі перевищення пластового тиску над гідростатичним, як у другому випадку, буде збільшуватися вихід рідини зі свердловини внаслідок перетікання рідини з пласта. У випадку, коли гідростатичний тиск переважає над пластовим, відбувається поглинання промивальної рідини.

Гідравлічні опори в свердловині збільшуються за рахунок зменшення кільцевого зазору, зростання глибини буріння, збільшення кількості закачуваної промивальної рідини і зростання її питомої ваги, в'язкості і структурних властивостей.

При підйомі бурильних труб сальники, утворені на замках призводять до поршнювання свердловини, що, в свою чергу, призводить до нафтоводопроявів. Тому в таких випадках слід встановлювати засоби

автоматичного доливання свердловини з обов'язковою реєстрацією обсягу рідини, що надходить в неї.

Із вище описаного можна зробити висновок, що для вирішення завдання попередження поглинання промивальної рідини необхідний комплексний підхід [9].

Основним заходом є обмеження надмірного тиску на стінки свердловини, досягти якого можна шляхом:

- ретельного підбору параметрів промивальної рідини: в'язкості, водовіддачі, питомої ваги та статичної напруги зсуву;
- обмеження швидкості спуску бурильної колони до 1 м/с, при зазорах між низом бурильної колони і стінками свердловини менше 12 – 18 мм, час спуску однієї свічки повинен бути 35 – 40 с [5];
- проведення проміжних промивок при спуску колони;
- у період відновлення циркуляції необхідно забезпечити плавний пуск насосів і знизити їх продуктивність.

Поглинаючими об'єктами можуть бути:

- продуктивні нафтогазоносні та водоносні пласти з великою пористістю і проникністю та відносно невисоким пластовим тиском;
- дренавані пласти, тобто продуктивні нафтогазоносні та водоносні пласти, в яких в результаті тривалої експлуатації знизився тиск, утворилися дренажні канали, по яких може переміщатися промивальна рідина;
- тріщинуваті та кавернозні породи, а також породи, перемяті та порушені тектонічними зсувами, карстові порожнини.

У практиці спостерігаються випадки, коли поглинання промивальної рідини виникають не тільки при розкритті об'єкта поглинання в процесі буріння, але і під час спуско-підйомних операцій. При русі труб в глинястому розчині виникають гідродинамічні явища: при спуску труб гідродинамічний тиск накладається на гідростатичний тиск в стовбурі свердловини нижче спускається колони труб, збільшується гідростатичний тиск на вибій. Іноді це призводить до утворення в породах тріщин, по яких і йде промивальна

рідина. Тріщини, що виникають в породі внаслідок високих тисків («гідророзрив порід»), можуть не тільки стати причиною втрати промивальної рідини, але й сприяти ускладненням, що викликають порушення цілісності стовбура свердловини [1].

Прийнято виділяти три різновиди поглинань:

- поглинання тріщинами, що утворюються внаслідок надмірного тиску бурового розчину;
- поглинання раніше існуючими відкритими тріщинами в пласті;
- поглинання великими порожнинами, що мають структурну міцність (такими, як великі каверни або канали, що утворюються в процесі вилуговування).

Також поширені поглинання в пластах з аномально низьким пластовим тиском.

На стадії вибору найбільш підходящого рішення необхідно встановити критерії і провести їх ранжування відповідно до питомої ваги кожного критерію:

- відповідність пропонованої технології природі поглинання в даних умовах;
- безпека пропонованої технології;
- економіка пропонованої технології;
- потенційні ризики;
- наявні технічні обмеження [10].

1.3 Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень

Вікно буріння — це безпечна зона між градієнтом пластового тиску та градієнтом гідророзриву.

Золоте правило буріння: $> P_{\text{pore}} + \text{запас} < P_{\text{mud}} < P_{\text{frac}} - \text{запас}$

- дослідити основні методи розкриття продуктивного пласта при вузькому "вікні буріння".
- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом керованого.
- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом активної кольматації.
- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину .
- проаналізувати первинне розкриття продуктивного пласта на депресії
- дослідити особливості геологічної будови міжсольового покладу X родовища і перспективи нафтогазоносності міжсольового комплексу.
- провести інженерну оцінку доцільності застосування технології буріння із регульованим тиском на X родовищі.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ

2.1 Вплив технологічних процесів розкриття на стан продуктивного пласта

Розкриття продуктивних пластів у циклі будівництва свердловин має дуже велике значення, оскільки основним завданням споруджування експлуатаційних, видобувних і нагнітальних свердловин є забезпечення запланованих обсягів видобутку флюїду з продуктивних пластів покладів нафтових і газових родовищ, що знаходяться на стадії розробки.

При будівництві пошуково-розвідувальних свердловин якість процесів розкриття продуктивних також має велике значення для отримання якісної та достовірної інформації про фільтраційно-ємнісні властивості колекторів і потенційні запаси флюїду досліджуваних родовищ. Розкриття продуктивних пластів поділяється на первинне і вторинне розкриття.

Первинне розкриття здійснюється розбурюванням продуктивних пластів у процесі споруджування свердловини.

Вторинне розкриття проводиться після спуску і цементування обсадних труб в інтервалі продуктивного пласта, з метою створення каналів гідродинамічного зв'язку пласта зі свердловиною для вилучення флюїду з продуктивних колекторів покладу.

Від якості розкриття продуктивних пластів багато в чому залежить стан привибійної зони пласта (ПЗП), через яку після виклику припливу і освоєння свердловини надходить пластовий флюїд (нафта, газ).

Таким чином, розкриття продуктивних пластів відіграє дуже важливу роль в ефективності освоєння свердловин, введенні їх в експлуатацію і досягненні запланованих проектними документами на розробку родовища дебітів нафти і газу.

В результаті фізичного і фізико-хімічного впливу технологічних процесів розкриття продуктивних пластів на колектор відбувається зміна його фільтраційно-ємнісних властивостей. У разі забруднення привибійної зони пласта виникають додаткові гідродинамічні опори при виклику припливу, для подолання яких необхідний додатковий перепад тиску, крім, розрахованого для отримання заданого проектом розробки родовища, дебіту нафти або газу, перепаду між пластовим і вибійним тисками (депресії на пласт).

Бувають випадки, коли створювана депресія на пласт не може подолати ці додаткові опори і приплив нафти або газу не вдається отримати з пласта, або одержуваний приплив нафти або газу є нижчим за рентабельний рівень видобутку продукції.

При розкритті продуктивного пласта технологічні процеси розбурювання гірських порід нафтогазового родовища мають істотний вплив на стан привибійної зони продуктивного пласта. Це обумовлюється фізико-механічним і фізико-хімічним впливами.

Фізико-механічний вплив обумовлений наступними факторами:

- розвантаженням гірського масиву порід в результаті розбурювання продуктивного пласта;
- зміною тиску при розкритті продуктивного пласта;
- мінливим температурним режимом у свердловині;
- гідродинамічним і механічним впливом на колектор у розбурюваному пласті рухомим буровим інструментом;
- гідродинамічними ефектами (гідродарами в процесі буріння і спуско-підіймальних операцій);
- проникненням компонентів бурового розчину в пласт;
- вібраційним впливом на колектор в процесі розбурювання пласта.

Фізико-хімічний вплив на привибійну зону пласта обумовлений взаємодією насичуючого пласт флюїду з компонентами бурового розчину, а

також дією адсорбційних, капілярних і дифузійних сил. До факторів, що впливають на якість розкриття продуктивного пласта, відносяться:

- тип бурового розчину і його параметри (густина, водовіддача, хімічний склад). В результаті впливу твердими частинками бурового розчину на колектор може здійснюватися блокування порових каналів і тріщин. Фільтрат бурового розчину може викликати: набухання глинистих частинок мінералів гірської породи продуктивних пластів; утворення нерозчинних осадів внаслідок взаємодії фільтрату бурового розчину з пластовим флюїдом; створення емульсій;

- величина перевищення вибійного тиску (гідростатичного і гідродинамічного) над пластовим тиском;

- тривалість контакту бурового розчину з пластом;

- напружений стан навколосвердловинної зони пласта;

- особливості геолого-фізичної будови і залягання продуктивних пластів. У процесі набухання глинистих частинок, що містяться в порах колекторів, знижується проникність продуктивного пласта.

Рівень зниження проникності залежить від типу глинистого матеріалу, ступеня його дисперсності, природи обмінних катіонів і властивостей фільтрату. Основною причиною зниження проникності є міжкристалічне і внутрішньокристалічне набухання, обумовлене орієнтацією шарів диполів молекул води між площинами частинок і на самих частинках. При цьому слід зазначити, що пластова вода продуктивного горизонту зазвичай не знижує проникність колектора, оскільки внаслідок встановленої іонної рівноваги не відбувається набухання частинок (Рисунок 2.1).

Зниження фазової проникності пластового флюїду відбувається за рахунок молекулярно-поверхневих явищ і капілярних ефектів. Зниження проникності пласта в результаті утворення в порах нерозчинних осадів здійснюється при взаємодії фільтрату бурового розчину і пластової води (наприклад, утворення малорозчинного осаду можливе при взаємодії лужних фільтратів з високомінералізованою пластовою водою) [2].

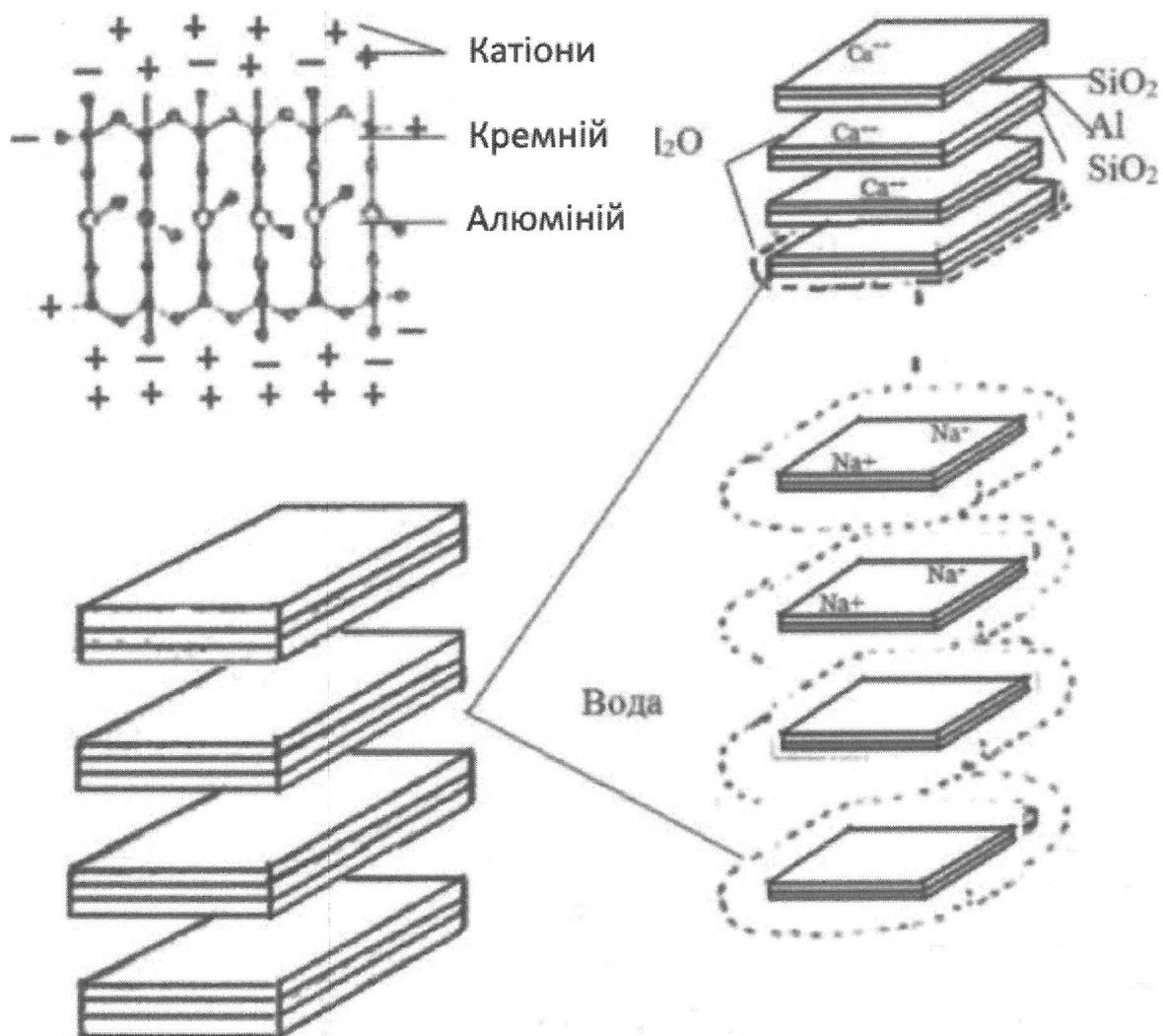


Рисунок 2.1 – Процес гідратації глинистих частинок

Таким чином, хімічний склад бурового розчину визначає сумісність його з пластовим флюїдом і впливає на ступінь зниження проникності пласта. Відповідно до цього, при розкритті продуктивних пластів необхідно враховувати особливості геологічної структури будови і залягання продуктивних пластів, склад пластового флюїду і компонентів, що його насичують. Величина водовіддачі бурового розчину впливає на глибину проникнення фільтрату в пласт. Глибина проникнення фільтрату бурового розчину в пласт істотно впливає на якість розкриття продуктивного пласта.

Розміри глибини проникнення фільтрату оцінюються геофізичними дослідженнями свердловин, за якими визначається відношення діаметра

зони проникнення фільтрату (ЗПФ) до діаметра долота, що розбурює стовбур свердловини.

Час контакту бурового розчину з продуктивним горизонтом збільшує ступінь впливу вищевикладених факторів на колекторські властивості і сприяє зниженню проникності в привибійній зоні пласта. Поряд з фільтратом в пласт проникає дисперсна фаза бурового розчину у вигляді твердих частинок. Фракційний склад твердих частинок визначає глибину їх проникнення в пласт.

Експериментальні та промислові роботи, проведені різними дослідниками, показали, що тверді частинки при проникненні в поровий простір можуть істотно знижувати проникність продуктивного пласта (Рисунок 2.2). Для запобігання поглибленого проникнення компонентів бурового розчину в пласт доцільно формувати кольматаційну зону біля стовбура свердловини. Проникнення твердих частинок в колектор обумовлюється співвідношенням розмірів пор і твердих частинок [1].



Рисунок 2.2 – Схема зміни проникності в процесі буріння свердловини

Виходячи з цього, діаметр пор повинен в 3 рази і більше перевищувати діаметр частинок і бути менше 10 діаметрів частинок. Сформована при цьому зона кольматації в привибійній зоні пласта відіграє значну роль в системі «свердловина-пласт», має великий вплив на технологічні процеси при подальшому бурінні і закінчуванні свердловин. У процесі розкриття продуктивних пластів зростання величини репресії на пласт (перевищення вибійного тиску над пластовим) може істотно вплинути на стан ПЗП, збільшуючи зону проникнення фільтрату і твердих частинок.

В результаті аналізу промислового матеріалу виявлено закономірності зниження питомого дебіту свердловин внаслідок проникнення компонентів бурового розчину в пласт. За даними промислового матеріалу для родовищ ДДЗ зони проникнення фільтрату може досягати до 3,5-5,0 м [3].

При цьому, при аналізі промислових даних пробурених свердловин, збільшення зони проникнення фільтрату бурового розчину (ЗПФ) в 2 рази (наприклад, з 0,3 м до 0,6 м) може привести до зниження дебіту свердловин в 3 рази. Найбільш істотне зниження проникності і дебіту свердловин викликає висока репресія на пласт в процесі буріння.

За даними промислових досліджень введених в експлуатацію видобувних свердловин, збільшення репресії на пласт при розкритті в 1,5 рази, може привести до зниження питомого дебіту при введенні свердловин в експлуатацію в 2 рази. При цьому необхідно відзначити, що виникнення високих репресій на пласт може привести до самовільного гідророзриву пласта, що викличе ускладнення при розкритті продуктивного пласта і велике зниження колекторських властивостей.

Процеси впливу бурового розчину на колекторські властивості продуктивного пласта справляють негативний вплив на час освоєння свердловин. Для очищення привибійної зони пласта і забезпечення запланованих дебітів свердловин необхідні обробки привибійної зони (соляною кислотою, проведення гідророзриву пласта та ін.). Все це збільшує

час освоєння, знижується комерційна швидкість, зростає вартість будівництва свердловини.

Збільшення депресії на пласт (перевищення пластового тиску над вибійним) при освоєнні може призвести до виникнення перетікання газу або води. У розвідувальних свердловинах в результаті блокування фільтраційних каналів можливий пропуск продуктивного горизонту і, в цілому, родовища. Основні вимоги до бурового розчину для якісного розкриття продуктивного пласта:

- густина бурового розчину повинна бути мінімальною;
- буровий розчин повинен бути сумісним з пластовою водою за складом і мінералізацією, що запобігає утворенню нерозчинних осадів;
- склад розчину не повинен сприяти набряканню глинистого матеріалу, розташованого в порах колектора;
- буровий розчин повинен забезпечувати умови для проведення якісних геофізичних досліджень продуктивних пластів;
- забезпечувати екологічну безпеку надр і навколишнього середовища.

2.2. Основні методи первинного розкриття продуктивного пласта при вузькому «вікні буріння»

Основним показником якості розкриття пластів у процесі буріння є максимальне збереження колекторських властивостей порід привибійної зони, а метою випробування та тестування пластів у бурових свердловинах - визначення природних геолого-фізичних параметрів пласта.

Виходячи з цього, намітилися основні напрямки в розвитку методів розкриття, випробування і тестування пластів. Так, вдосконалення методів розкриття пластів проводиться за двома основними напрямками: створення техніки і технології розкриття пластів з аномально високими пластовими тисками і розробка методів розкриття пластів, в яких тиск менше

гідростатичного тиску. Перший напрямок в основному охоплює проблему розкриття пластів у розвідувальних свердловинах і на нововведених в експлуатацію родовищах, а за другим напрямком відбувається вдосконалення методів розкриття пластів для виснажених родовищ з метою вилучення залишкових запасів нафти і газу з покладів, що не беруть участі в розробці.

Для забезпечення стабільності стовбура та збереження колекторських властивостей пласта використовується комплексний підхід, що базується на точних інженерних розрахунках. Основні методи керування «безпечним вікном» буріння (діапазоном між пластовим тиском та тиском гідророзриву):

- Метод керованого тиску;
- Метод активної кольматації (Stress Shielding / Wellbore Strengthening)
- Метод контролю ЕЦГ (ECD Management) через реологію розчину
- Буріння на депресії (Underbalanced Drilling — UBD)

Метод керованого тиску (Managed Pressure Drilling — MPD) - найбільш технологічний метод, який дозволяє працювати у надвужьких «вікнах», де різниця між тиском поглинання та пластовим тиском мінімальна. Використання герметичного гирла (обертовий превентор RCD) та автоматизованого дроселя для створення регульованого протитиску на гирлі. До переваг цього методу відноситься:

- Дозволяє миттєво реагувати на приплив або поглинання, змінюючи тиск у свердловині без зупинки насосів.
- Мінімізує коливання ЕЦГ (еквівалентної циркуляційної густини) під час нарощування інструменту.

Висока вартість обладнання та необхідність спеціально навченого персоналу в свою чергу є недоліком цього методу.

Метод активної кольматації (Stress Shielding / Wellbore Strengthening) – спрямований на фізичне «розширення» безпечного вікна шляхом зміцнення стінок свердловини. У буровий розчин додаються спеціально підібрані частинки (кольматанти: мармурова крихта, графіт, синтетичні волокна) певного фракційного складу. Вони заклинюють мікротріщини, що

виникають, і створюють «напружений екран». Збільшує тиск гідророзриву пласта (градієнт поглинання), що дозволяє бурити з вищою густиною без ризику втрати циркуляції, що є перевагою. В той же час необхідно точно розрахувати розмір частинок (PSD — Particle Size Distribution); помилка може призвести до забруднення родуктивного пласта (скин-ефект).

Метод контролю ЕЦГ (ECD Management) через реологію розчину — полягає у регулюванні гідродинамічних втрат тиску в кільцевому просторі. Оптимізація в'язкості та СНЗ (статичного напруження зсуву) розчину. Використання безтвердофазних систем на основі полімерів. Перевагою є зменшення опору при русі розчину вгору, що знижує додатковий тиск на пласт під час циркуляції. Ризик погіршення очистки стовбура від шламу, що може спричинити прихоплення інструменту.

Буріння на депресії (Underbalanced Drilling — UBD), при якому тиск у свердловині навмисно тримається нижче пластового. Використання аерованих розчинів або легких емульсій. Продуктивний флюїд під час буріння постійно надходить у свердловину і відводиться на сепаратор. Перевагами є повна відсутність забруднення пласта та максимальне розкриття потенціалу свердловини. Але має найвищий рівень небезпеки (ризик відкритого фонтанування); складність утилізації попутного газу/нафти під час буріння.

2.3. Первинне розкриття продуктивного пласта методом керованого тиску

Буріння під керованим тиском (MPD) стало новим способом розвідки нафти і газу, що революціонізувало традиційні методи буріння. Цей інноваційний метод буріння забезпечує динамічний контроль над тиском у стовбурі свердловини, знижуючи ризики, пов'язані з нестабільністю стовбура свердловини, управлінням рідиною та проблемами безпеки. У цій

магістерській роботі ми заглиблюємося в принципи, застосування та переваги буріння з регульованим тиском, підкреслюючи його ключову роль у сфері видобутку вуглеводнів, що постійно розвивається, та те, як технологія моделювання використовується в бурінні з регульованим тиском для підвищення його успіху та ефективності.

Буріння з керованим тиском — це передова технологія буріння, яка передбачає постійний моніторинг і контроль тиску в стовбурі свердловини протягом усього процесу буріння. На відміну від традиційних методів буріння, MPD дозволяє в режимі реального часу змінювати параметри буріння, що оптимізує тиск у свердловині та підвищує продуктивність буріння. Основними цілями MPD є збереження стійкості стовбура свердловини, зниження втрат бурового розчину і запобігання викидів.

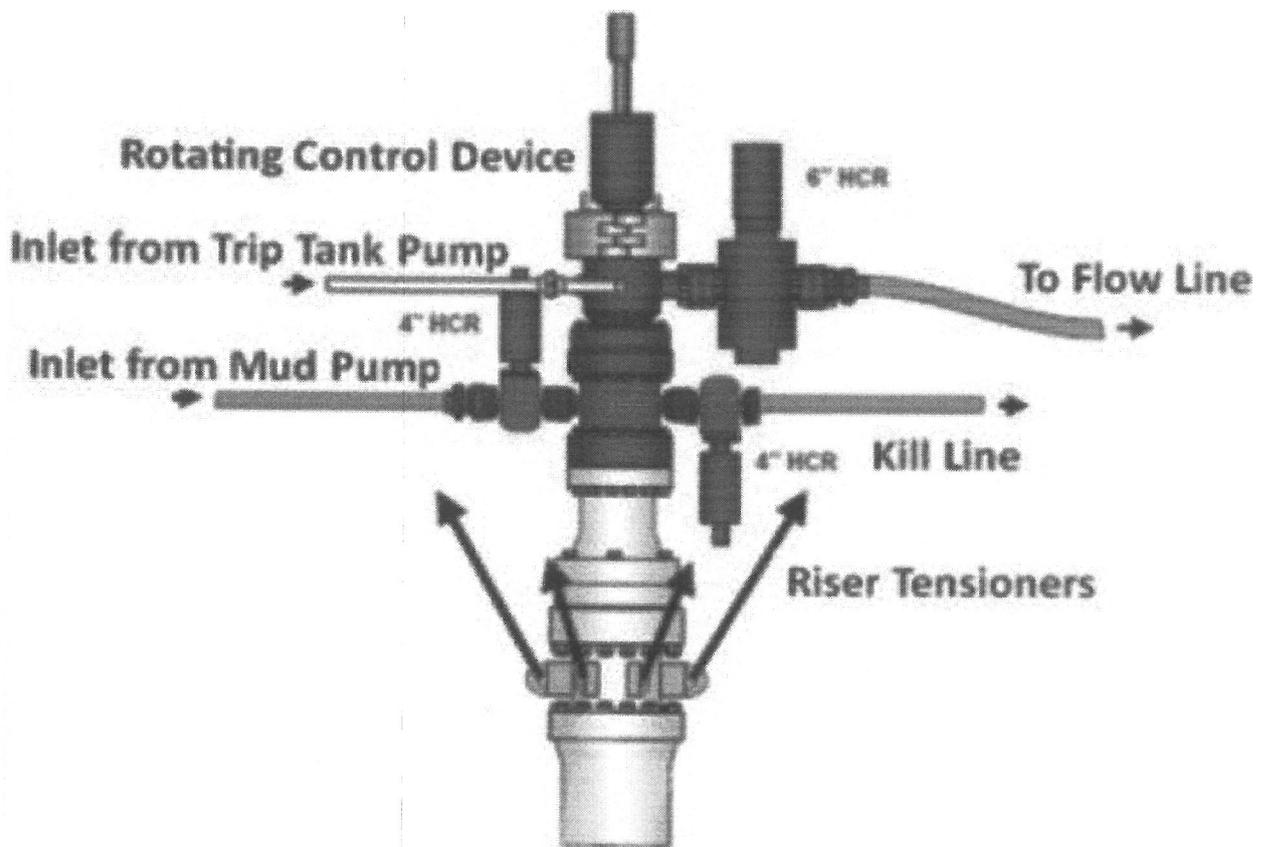


Рисунок 2.3 – Ключові компоненти системи буріння керованим тиском

Система управління лежить в основі системи буріння MPD, оскільки вона об'єднує різні датчики та обладнання для безперервного моніторингу

умов у свердловині. Ці дані в реальному часі потім використовуються для негайного внесення змін до параметрів буріння, включаючи густину бурового розчину, швидкість потоку та налаштування штуцера.

Дросельний маніфольд є важливим компонентом, що дозволяє точно регулювати тиск у стовбурі свердловини. Він складається з ряду клапанів і штуцерів, які контролюють потік бурового розчину, тим самим підтримуючи бажаний тиск у стовбурі свердловини.

Для створення комплексної системи MPD використовуються різні типи бурового обладнання з регульованим тиском, включаючи спеціалізовані бурові установки, насоси та датчики. Ці компоненти працюють у тандемі для оптимізації параметрів буріння на основі зворотного зв'язку в реальному часі.

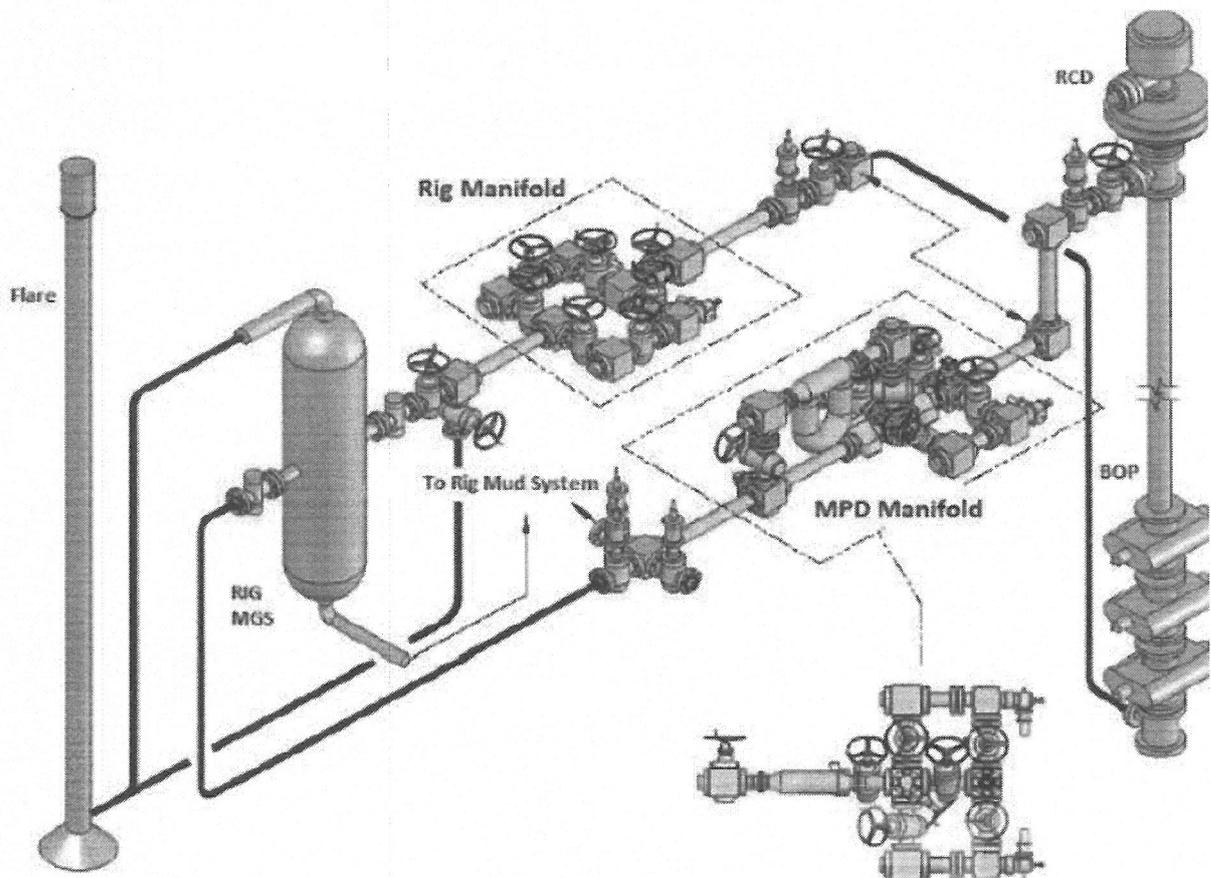


Рисунок 2.4 – Принципова схема обладнання при бурінні із керованим тиском

Програмне забезпечення для моделювання нафти і газу дозволяє створювати динамічні моделі стовбура свердловини, що враховують різні

елементи, включаючи характеристики пласта, геометрію стовбура свердловини і властивості бурового розчину. Ці моделі можуть відтворювати поведінку стовбура свердловини в різних ситуаціях, виявляючи потенційні перешкоди і дозволяючи розробити відповідну тактику буріння.

Технологія моделювання пропонує моделювання сценаріїв регулювання тиску в реальному часі. Сюди входить аналіз налаштувань штуцера, швидкостей циркуляції бурового розчину та інших параметрів, щоб гарантувати, що тиск у стовбурі свердловини залишається в заданому діапазоні. Моделювання допомагає виявити потенційні труднощі, пов'язані з тиском, і оптимізувати заходи контролю для запобігання ударам або викидам.

Вдосконалені інструменти моделювання можуть відтворювати сценарії, в яких можуть виникнути викиди або втрати рідини. Вводячи різні умови в моделювання, бурові бригади можуть оцінити ефективність систем виявлення викидів і швидко розробити стратегії щодо пом'якшення наслідків викидів і управління ними. Такий попереджувальний підхід підвищує контроль над свердловиною і загальну безпеку.

Моделювання допомагає оптимізувати стратегії управління штуцером. Інженери можуть моделювати різні налаштування і конфігурації штуцера, щоб визначити найбільш ефективний підхід до підтримки тиску в стовбурі свердловини. Це забезпечує ефективну роботу штуцерного маніфольда і зводить до мінімуму ризик виникнення проблем, пов'язаних з тиском під час буріння.

Технології моделювання можуть бути інтегровані в системи підтримки прийняття рішень в реальному часі. Ці системи використовують дані про хід буріння для постійного оновлення імітаційної моделі, забезпечуючи миттєвий зворотний зв'язок і рекомендації для бурового персоналу. Моделювання в реальному часі підвищує здатність швидко реагувати на зміну умов у свердловині.

Віртуальні симулятори буріння є ефективним інструментом навчання бурових бригад методам MPD. Ці симулятори імітують умови буріння, дозволяючи операторам відпрацьовувати різні сценарії та вдосконалювати свої навички в безпечному віртуальному контексті. Тренажери сприяють підвищенню компетентності бурового персоналу, підвищуючи загальну безпеку експлуатації.

Технологія моделювання поширюється на геологію та моделювання резервуарів, дозволяючи інженерам краще зрозуміти основні умови. Об'єднавши геологічні дані та моделі буріння, групи можуть передбачити зміни пласта, зміни порового тиску та інші геологічні явища, які можуть вплинути на операції буріння.

Після завершення бурових робіт технологія моделювання допомагає провести оцінку після буріння. Інженери можуть вивчати фактичні дані буріння і порівнювати їх з гіпотетичними сценаріями. Цей ретроспективний аналіз допомагає виявити області для поліпшення, скоригувати імітаційні моделі і підвищити точність прогнозів на майбутнє.

Буріння під керованим тиском знаходиться на передньому краї технологічних інновацій в нафтогазовому секторі, забезпечуючи динамічний і контрольований підхід до бурових операцій. Буріння MPD є важливою частиною сучасних методів буріння через його здатність підвищувати безпеку, максимізувати ефективність і вирішувати складні свердловинні умови.

Технологія моделювання є найважливішим фактором впровадження буріння з регульованим тиском. Вона пропонує віртуальну платформу для тестування, оптимізації та навчання, що забезпечує більш безпечні та ефективні операції буріння. У міру розвитку технологій інтеграція інструментів моделювання з системами моніторингу та контролю в реальному часі буде ставати все більш важливою для успіху проектів буріння з регульованим тиском.

2.4 Первинне розкриття продуктивного пласта методом активної кольматації

Ефективність реалізованих технологій первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів родовищ вуглеводнів є ключовим аспектом, що визначає подальшу ефективну експлуатацію свердловин. Однією з головних ознак ефективності реалізованих технологій розкриття є збереження фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЕВ) колектора в зоні впливу свердловини, що вийшла з буріння.

При первинному розкритті (розбурюванні) продуктивних пластів за рахунок активної взаємодії очисних агентів зі стінками свердловини відбувається погіршення ФЕВ в привибійній зоні пласта (ПЗП) за рахунок кольматації порового простору твердою фазою і проникнення в пласт фільтрату бурового розчину. Фактична відсутність можливості оперативного контролю кольматації колектора в процесі закінчення свердловини обумовлює необхідність детальної оцінки накопиченого досвіду реалізації різних технологій розкриття продуктивних пластів, що дозволить обґрунтовано застосовувати їх в подальшому.

Також необхідно відзначити, що одна і та ж технологія розкриття може мати різний вплив на ФЕВ в тих чи інших геолого-фізичних умовах, що також необхідно враховувати при оцінці ефективності застосовуваних технологій.

При розкритті продуктивних інтервалів застосовуються зазвичай такі технологічні рідини:

– Безглинистий буровий розчин на основі полісахаридів, таких як: крохмаль, ПАЦ, при необхідності – біополімер, ПАР та інгібуючі добавки. Розчин має низькі значення показника фільтрації (при $dP = 0,7$ МПа, $\Phi = 2,0 - 6,0$ см³).

– Малоглинистий полімер-емульсійний буровий розчин. Використання даного розчину вважається доцільним для будівництва свердловин в

складних гідрогеологічних і техніко-технологічних умовах при необхідності вирішення основної проблеми – збереження стійкості стовбура свердловини в інтервалах залягання нестійких глинистих відкладень при великих зенітних кутах і забезпечення виносу шламу з сильно викривленої ділянки стовбура свердловини. До складу розчину входять полісахаридні реагенти – регулятори реологічних і фільтраційних властивостей, інгібітори набухання і диспергування глин, емульгатор, вуглеводневе середовище, при необхідності – кислоторозчинний кольматант. Цей розчин може бути використаний і для буріння горизонтальної ділянки при розкритті продуктивного пласта, тому що за своїми фізико-хімічними і технологічними показниками відповідає вимогам для якісного розкриття продуктивного пласта.

– Інвертні емульсійні розчини (ІЕР) містять невелику кількість колоїдних глинистих частинок, що забруднюють колектор, тому використовуються для розкриття продуктивних інтервалів. Вони відносяться до розчинів на вуглеводневій основі (РВО), які мають, як правило, дуже низький показник фільтрації. У зв'язку з цим, вони використовуються для розкриття продуктивних пластів з низькою проникністю (оскільки фільтрат являє собою вуглеводень, то при його проникненні в поровий простір не буде формуватися емульсія, що знижує проникність).

– Високоінгібована система бурового розчину – це новий сучасний розчин на водній основі. Готується безпосередньо в польових умовах. Даний розчин вирішує ті ж завдання, що і безглинистий буровий розчин та ІЕР, але на відміну від них має великий спектр призначень: буріння горизонтальних свердловин на башкирський ярус; буріння пологих і горизонтальних свердловин на турнейський і фаменський яруси; буріння свердловин малого діаметру і бічних стовбурів; буріння похило-спрямованих свердловин при розкритті декількох інтервалів; буріння пологих розвідувальних свердловин; буріння свердловин, представлених потужними відкладами високов'язких глин, схильних до набухання; сприяє запобіганню прихвату та

сальникоутворенню, зменшенню утворення жолобів, поліпшенню кріпильних властивостей розчину [1].

Ефективним інструментом оцінки стану ПЗП є гідродинамічні дослідження свердловин методом відновлення тиску з отриманням відповідної кривої (КВТ). Очевидно, інтерпретація КВТ, зареєстрованої протягом нетривалого часу після введення свердловини в експлуатацію, дозволить оцінити факт зміни стану колектора і, як наслідок, ефективність реалізованих технологій первинного розкриття продуктивних пластів.

Оцінка стану ПЗП може бути виконана при реалізації різних методів інтерпретації КВТ. Найбільш поширеним способом вирішення зазначеного завдання є обчислення величини скін-фактора. Однак, даний параметр є досить чутливим до тривалості дослідження. Висока ймовірність отримання занижених скін-факторів при обробці недовідновлених КВТ, що є досить характерним для низькопроникних карбонатних колекторів. Оскільки два з трьох об'єктів розробки представлені саме низькопроникними карбонатними колекторами, використання скін-фактора як критерію оцінки стану ПЗП може призвести до некоректних висновків. У цьому зв'язку доцільно використовувати інший метод, що дозволяє достовірно оцінювати стан привибійних зон при обробці недовідновлених КВТ, наприклад, метод детермінованих моментів тиску [4]. Діагностична процедура в даному методі ґрунтується на обчисленні безрозмірного критерію d , схема трактування його величини наступна:

- $d < 2,0$ – наявність в колекторі системи тріщин;
- $2,0 < d < 2,2$ – зональна однорідність колектора;
- $d > 2,2$ – зниження проникності колектора в ПЗП [5].

Розкриття продуктивного пласта методом активної кольматації — це спеціальна технологія буріння та закінчення свердловин, спрямована на контрольоване створення захисного екрану в привибійній зоні пласта (ПЗП).

На відміну від «пасивної» кольматації (засмічення пласта частинками бурового розчину), активний метод є керованим процесом. Технологія

полягає у використанні бурових розчинів зі спеціально підібраним фракційним і хімічним складом кольматантів. Ці частинки проникають в пори і тріщини на строго задану глибину, формуючи тонкий, але міцний непроникний екран.

Використання біополімерних або безглинистих систем: Застосовуються розчини на основі полісахаридів або солей, які мінімізують пошкодження пласта. Регульований розмір частинок – кольматанти (наприклад, мармурова крихта, кислоторозчинні солі) підбираються під розмір пор конкретного пласта для створення «моста» біля стінки свердловини. Найважливіша вимога — зона кольматування повинна легко руйнуватися при освоєнні свердловини (наприклад, шляхом кислотної обробки або зміни тиску), щоб відновити приплив флюїду.

Запобігання глибокого забруднення – екран перешкоджає глибокому проникненню фільтрату і твердої фази розчину вглиб пласта. Дозволяє бурити в умовах високої проникності або тріщинуватості без катастрофічних втрат бурового розчину. Підвищення якості розкриття відбувається з рахунок скорочення часу на освоєння свердловини і збільшується її дебіт за рахунок збереження природної проникності колектора.

Метод найбільш ефективний при розкритті пластів з аномально низьким пластовим тиском (АНПТ), високопроникних пісковиків, горизонтальних ділянок свердловин, де час контакту розчину з пластом максимальний.

2.5. Первинне розкриття продуктивного пласта методом контролю ЕЦГ через реологію розчину

На сьогоднішній день головними завданнями є скорочення витрат на будівництво свердловин і збільшення видобутку вуглеводнів. Для цього продовжує вдосконалюватися технологія їх будівництва, так стали з'являтися горизонтальні свердловини з декількома відгалуженнями від основного

стовбура (МЗС). Дані свердловини мають складні профілі – довгу протяжність відкритого стовбура, у зв'язку з чим, ускладнення, викликані в процесі будівництва свердловини, такі як: поглинання промивальної рідини, ГНВП, осипи і обвали стінок свердловини і ГРП призводять до погіршення ТЕП. Нестабільність стінок відкритого стовбура свердловини може супроводжуватися обсіпанням гірських порід і призвести до повної ліквідації свердловини і зарізки додаткових стовбурів. Більшість проблем виникає в слабкозв'язаних відкладах глин, глинистих сланців і аргілітів. Вплив на них бурового розчину призводить до їх набрякання і руйнування. На стійкість породи більший вплив має еквівалентна циркуляційна щільність бурового розчину.

Циркуляційна система свердловини складається з ряду елементів (інтервалів), в кожному з яких відбуваються гідродинамічні втрати тиску нагнітання бурового розчину. При додаванні втрат тиску у всіх цих елементах отримаємо втрати тиску в циркуляційній системі свердловини (величину тиску, що показує манометр на стояку).

Схема циркуляційної системи свердловини:

1. Стояк/верхній привід/ведуча труба;
2. Бурильні труби;
3. ОБТ;
4. Свердловинний інструмент;
5. Насадки долота;
6. Кільцевий простір: відкритий стовбур/бурильна колона;
7. Кільцевий простір: обсадная колона/бурильна колона.

Повні втрати тиску в свердловині можуть бути виражені наступним чином:

$$P_{\text{заг}} = P_{\text{назем.обладнання}} + P_{\text{БК}} + P_{\text{долото}} + P_{\text{к.п.}} \quad (2.1)$$

Кожен доданок можна поділити ще на кілька елементів і знайти втрати в них за допомогою відповідних обчислень. Для розрахунку тиску, який ЕЦГ чинить на пласт, необхідно скласти втрати тиску циркуляції в кільцевому

просторі в інтервалі, що нас цікавить, глибини свердловини до гирла і гідростатичний тиск бурового розчину на глибині. Ця сила виражається як густина бурового розчину, яка викликала б гідростатичний тиск, еквівалентний такому тиску.

Межі «вікна буріння» проходять між градієнтом гідророзриву пласта і поровим тиском. Дані підтверджуються геомеханічною моделлю. Так, при перевищенні верхньої межі, може відбутися поглинання бурового розчину, а нижньої обсіпання стінок стовбура свердловини. Особливо яскраво це виражено в горизонтальній ділянці, де через зашламовування стовбура свердловини і відносно малі діаметри відбувається збільшення ЕЦГ. Перебуваючи в таких вкрай жорстких умовах, потрібно завчасно визначати «вікно буріння» для запобігання можливих ускладнень.

На підставі проектних і фактичних даних проведено розрахунок для визначення планового і фактичного значення ЕЦГ за даними з «Індивідуального технічного проекту» і фактичних даних з добових рапортів супервайзера. Розрахунок проведено в кілька етапів з використанням програмного забезпечення (ПЗ) «WellPlan» і розрахункових формул ЕЦГ та «Методу Ітона» для визначення градієнта гідророзриву пласта (ГРП).

Згідно з розрахунками, в ПЗ WellPlan, планове значення ЕЦГ в похило-спрямованій ділянці відрізняється від фактичного на 5 %, а в горизонтальній ділянці на 10 %. У горизонтальній ділянці значення знаходяться на межі значення ГРП, що підтвердив розрахунок, де відзначено поглинання бурового розчину. Визначення верхньої межі «вікна буріння» було виконано за «методом Ітона».

У ПЗ «WellPlan» розрахунки проводилися у двох варіантах (від проектних і фактичних даних). Інформація по свердловинах взята з «Індивідуальних технічних проектів» і фактичних даних супервайзера. При розрахунку планових значень використовувалася «класична» компоновка низу бурильної колони, в той час як для фактичних компоновка підбиралася індивідуально. Згідно з розрахунками, фактичне значення ЕЦГ відрізняється

від планованого. Пов'язано це з тим, що фактична компоновка може включати додаткові елементи, відмінні від «класичної»: діаметри, відхилення властивостей бурового розчину (найчастіше перевищення густини) і зміну самої траєкторії стовбура свердловини. У сумі всі ці фактори, при розрахунку, дають підвищене значення ЕЦГ.

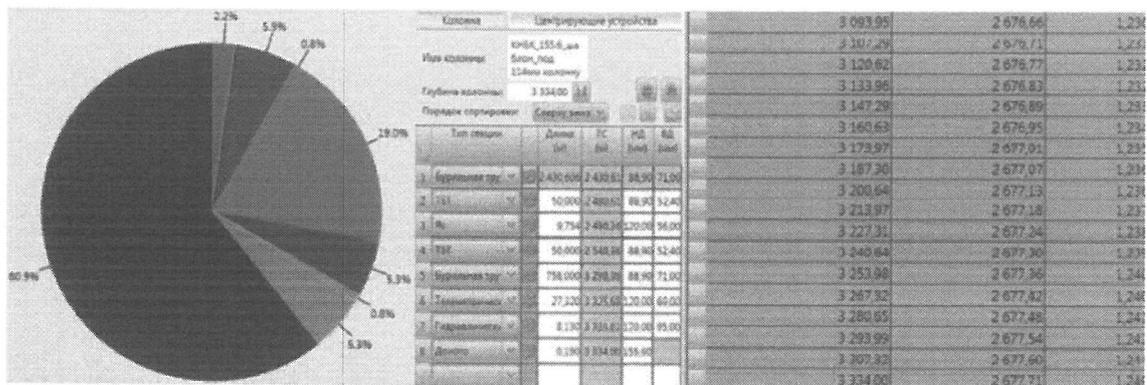


Рисунок 2.5 – Параметри ПЗ «WellPlan»

При традиційному бурінні густина бурового розчину підбирається так, щоб його статичний градієнт був вищим за тиск розкритого пласта. Під час циркуляції тиск, що прикладається до пласта, підвищується внаслідок втрат на тертя. Згідно з розрахунками, в ПО «WellPlan», через реологічні властивості бурового розчину і особливості конструкції свердловини (малий діаметр кільцевого простору) еквівалентна циркуляційна густина варіюється в межах від 1250-1500 кг/м³, в той час як градієнт ГРП дорівнює 1,52 кг/м³. Таким чином, під час циркуляції на пласт чиниться необхідний протитиск, але при цьому в статичних умовах пластовий тиск перестає бути компенсованим, що призводить до припливу пластового флюїду. У той же час втрата циркуляції призводить до зниження рівня розчину і гідростатичного тиску в свердловині, що знову призводить до припливу (прояву) пластового флюїду.

При розрахунку ЕЦГ для похило-скерованої ділянки враховувалися середня глибина по вертикалі становить 2745,5 м, тиск на маніфольді 14 МПа, фактична густина бурового розчину, значення якої приймаються з

добового рапорту супервайзера, відрізняється від планової в рамках правил безпеки. Результати показують, що «зона невизначеності ЕЦГ» становить 5 %.

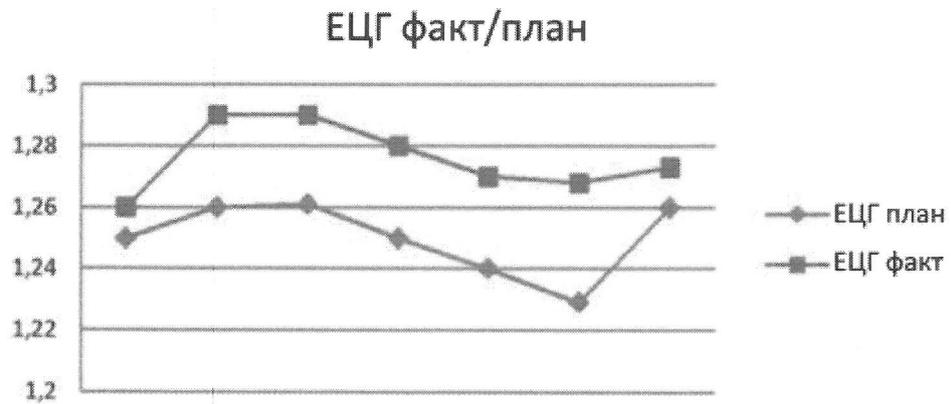


Рисунок 2.6 – «Зона невизначеності ЕЦГ»

Час буріння горизонтальної ділянки в середньому становить 100 годин, оскільки в якості прикладу були використані свердловини, пробурені в інтервалі залягання аргілітів, то доцільно показати результати впливу ЕЦГ на дану гірську породу. У процесі руйнування гірської породи відбувається збільшення каверни в інтервалі залягання аргілітів, що підтверджують результати кавернометрії.



Рисунок 2.7 – Кавернометрія

Еквівалентна циркуляційна густина залежить від таких факторів: властивостей бурового розчину, діаметра кільцевого простору, швидкості обертання бурильної колони. Існуючі способи передбачають використання дорогого вибійного та наземного обладнання, яке було створено для морського буріння та оптимізовано для буріння на суші.

Виходячи з проектних даних, правил безпеки та паспортних даних вибійного обладнання (ВЗД, БТ, долото), ми маємо інтервал регулювання певних параметрів, що впливають на ЕЦГ.

При розрахунку значення ЕЦГ в ПЗ «WellPlan» використовуються такі параметри: діаметр кільцевого простору, склад і густина бурового розчину пластична в'язкість, межа текучості, максимальна і мінімальна витрата, діаметр частинок шламу, густина шламу, пористість пласта, швидкість проходки, швидкість обертання ротора і СНЗ.

Дотримуючись алгоритму розрахунку в гідравлічному модулі, вказуємо перераховані вище параметри відповідно до фактичних даних із зведення супервайзера. У процесі буріння відбувається зміна властивостей бурового розчину. Зі збільшенням концентрації твердої фази в промивальній рідині зростає її густина, але одночасно знижується показник фільтрації; обробка промивальної рідини полімером для зменшення показника фільтрації викликає зростання в'язкості рідини. Підтримка параметрів бурового розчину на більш низькому проектному рівні та збільшення числа обертів ротора дозволило зменшити значення ЕЦГ у горизонтальній ділянці на 8,5 %.

Отримані результати розрахунку ЕЦГ за фактичними значеннями показують, що при бурінні горизонтальних ділянок фактичний тиск близький або знаходиться на межі ГРП, що доводять значення і зафіксовані ускладнення на раніше пробурених свердловинах. При СПО відбувається зменшення ЕЦГ на 15 %. Розрахунком доведено, що значення ЕЦГ може бути нижче «межі порового тиску», що в свою чергу може привести до осипання стінок стовбура свердловини.

Доведено, що високе значення ЕЦГ негативно позначається на інтервалі залягання аргілітів, в якому зафіксовані ускладнення. Визначено розрахунковий коефіцієнт для формули (2.1), за допомогою якого можна визначити значення ЕЦГ, рівне розрахунку в ПО «WellPlan» з поправкою в 10-15 %.

Метод оперативного визначення еквівалентної циркуляційної густини бурового розчину дозволяє в стислі терміни дізнатися фактичне значення ЕЦГ, отже, визначити фактичний вибійний тиск.

Теоретичні результати використання методів зниження тертя залежать, в основному, від геометрії стовбура, кількості та розташування інструменту. Моделі моменту і зусилля служать чудовою підмогою при виборі кількості та місця розташування такого інструменту. Можна домогтися значного зниження крутного моменту, зниження ваги на гаку при підйомі інструменту, встановивши в «правильних» місцях полімерні центратори.

При плануванні траєкторій і подальшій розробці проектної документації на будівництво свердловин рекомендується враховувати максимально можливі просторові інтенсивності першої ділянки набору кривизни (не більше $1,2^\circ / 10 \text{ м}$) для зниження втомного зносу бурильних труб.

2.6. Первинне розкриття продуктивного пласта на депресії

Різноманітність геологічних, фізичних, технічних та інших особливостей проходки свердловин не дозволяє створити універсальний метод розкриття продуктивних пластів, який міг би максимально зберегти природні характеристики гірських порід, що складають привибійну зону. Тому вдосконалення розкриття продуктивних пластів ведеться декількома шляхами, а саме: пошук нових видів хімічних реагентів для обробки бурових розчинів і спеціальних добавок до них для тимчасової закупорки парових каналів пласта; отримання бурових розчинів, рідка фаза яких за своїми

властивостями однорідна з пластовою рідиною, і розробка методів розкриття продуктивних горизонтів без надмірного тиску на пласт [1].

У кожному окремому випадку метод розкриття продуктивного пласта вибирається залежно від фізико-геологічних особливостей колектора і фізико-хімічної характеристики пластової рідини, при цьому в першу чергу враховуються величини пластових тисків, проникність і речовинний склад привибійної зони, наявність в розрізі пласта набухаючих глин, ступінь тріщинуватості. Удосконалення методів розкриття продуктивних пластів з тиском на вибої вище гідростатичного і з тиском, рівним гідростатичному, проводиться зміною густини бурового розчину (Рисунок 2.8).

При цьому до бурових розчинів в основному висуваються вимоги забезпечення мінімального проникнення фільтрату і твердих частинок в гірські породи, що складають привибійну зону пласта; неприпустимості взаємодії фільтрату з глинистим матеріалом, що знаходиться в продуктивному пласті; запобігання утворенню нерозчинних осадів в паровому просторі пласта; забезпечення необхідної стабільності розчину при високих температурах, тиску і при контакті з пластовою водою, а також забезпечення порівняно легкого видалення фільтрату і твердих частинок, що проникли в пласт, при випробуванні свердловин [2].

Існує три основних методи буріння на депресії. Рішення про те, який метод використовувати, приймається з урахуванням характеристик колектора і цілей проекту. Нижче обговорюються ці три способи:

- закачування через стояк: Це низьконапірний вид буріння, що застосовується в тому випадку, коли свердловина не здатна видавати нафту на поверхню (фонтанувати). Суть методу полягає в тому, що будь-який неокислений газ (N_2 , CO_2 або HC) вводиться в стояк бурової установки, де він з'єднується з буровим розчином. Після того, як цей двофазний розчин проходить через бурове долото, газ розширюється, що полегшує стовп рідини і створює в кільцевому просторі депресію. Більшість свердловин на депресії в світі буряться саме таким способом.

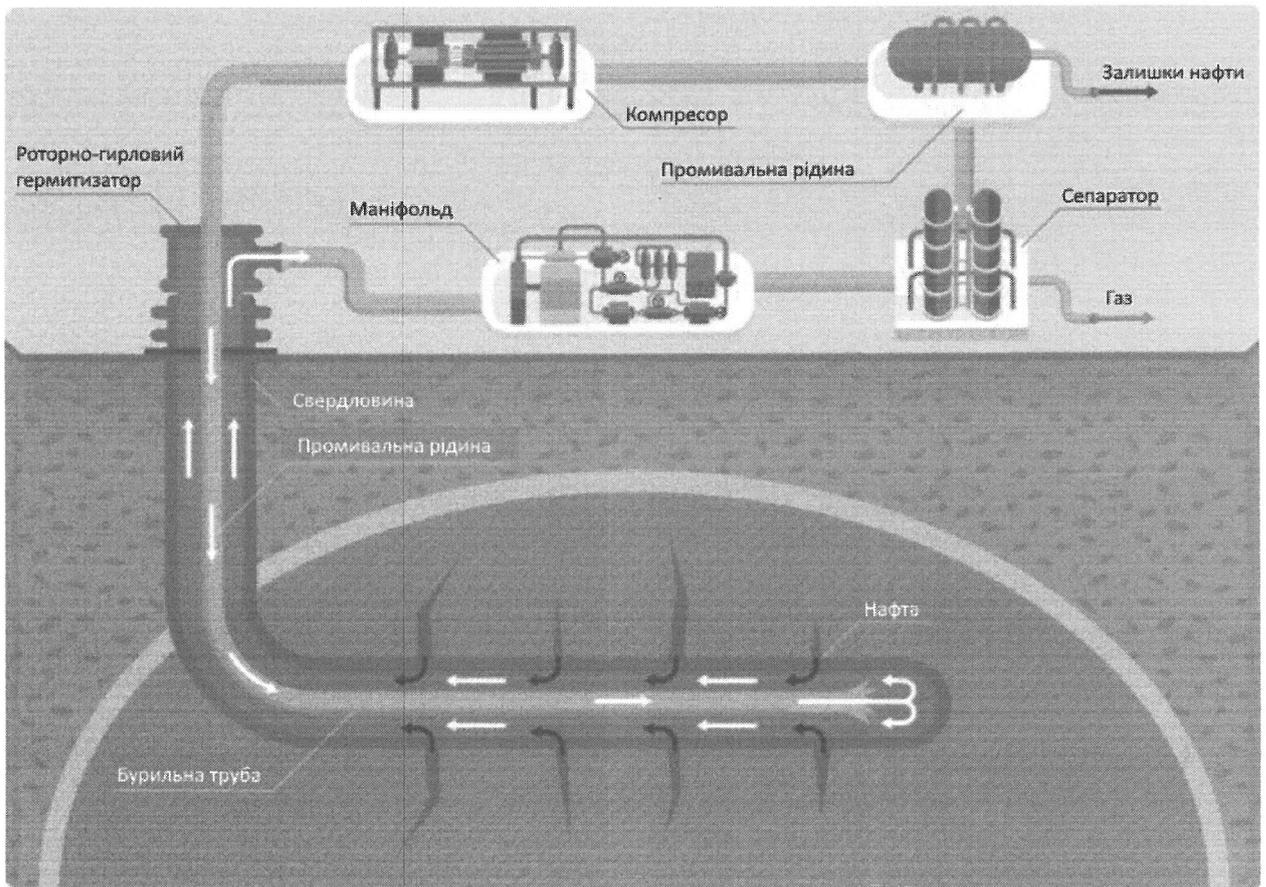


Рисунок 2.8 – Буріння на депресії

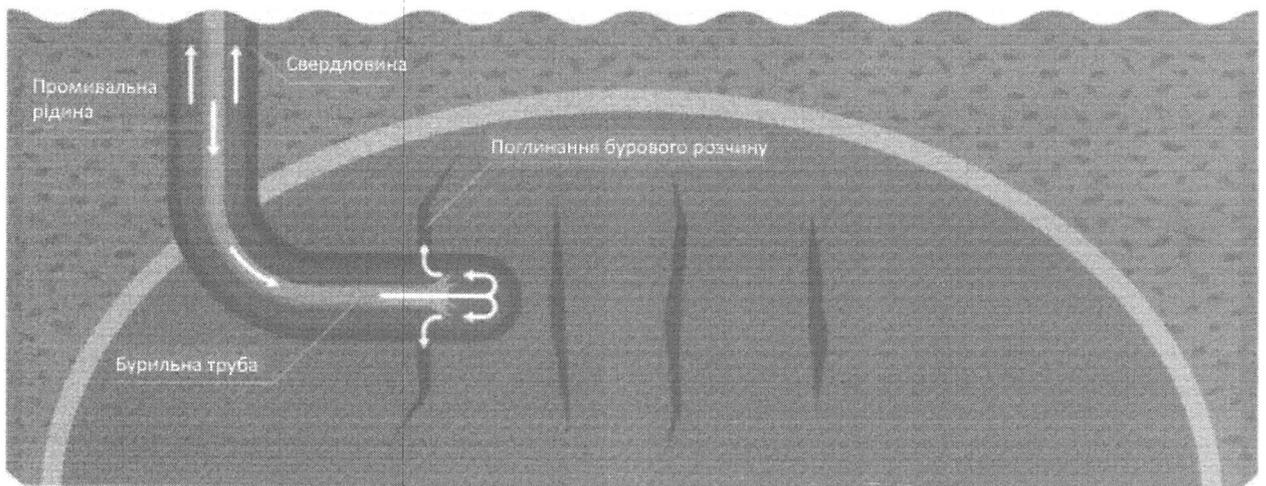


Рисунок 2.9 – Традиційний метод буріння

- закачування в мікрокільцеву зону або нагнітальну колону: Даний метод також є низьконапірним методом. У цьому випадку шлях нагнітання утворюють концентричні обсадні колони або колона малого діаметра, що спускаються із зовнішнього боку обсадної колони, куди можна нагнітати газ в кільцевий простір «А» через нагнітальний канал. Це дозволяє оператору

знизити гідростатичний тиск в кільцевому просторі при відсутності в бурильній трубі двофазного бурового агента. Тому в цьому випадку можливі стандартні свердловинні дослідження в процесі буріння. До недоліків цього методу відносяться вартість додаткових обсадних труб, збільшення розмірів свердловини і середня напрацювання на відмову нагнітальних отворів. Це високонапірний спосіб буріння на депресії; у багатьох відношеннях це найбільш простий для реалізації метод. Коли в свердловині є достатній тиск для фонтанування на поверхню, то система бурового розчину повинна розроблятися з розрахунком тільки того, що спільна дія закачуваних і видобутих флюїдів забезпечувала очищення стовбура свердловини і підтримку в кільцевому просторі режиму депресії. При даній технології, проте, можуть виникати найвищі гирлові тиски з усіх методів буріння на депресії, що необхідно враховувати при розрахунку і виборі типорозмірів обладнання та складанні методик.

Інший істотний недолік даної технології – це матеріально-технічне забезпечення, необхідне для обробки видобутого флюїду, що також необхідно враховувати при виборі обладнання і складанні методик роботи. Позитивною стороною цього методу є те, що при ньому найлегше підтримувати режим депресії і контролювати тиск на вибої. Цей метод найменш трудомісткий в плані обладнання і найбільш близький до методик звичайного буріння, тому навчання бурових бригад спрощується [3].

Він також забезпечує найбільше наближення до режиму усталеного припливу серед усіх технологій буріння на депресії, і тому сприяє оцінці продуктивного пласта в режимі реального часу або проведенню випробувань в процесі буріння. Найбільш поширеною технологією буріння на депресії є підбір типу робочого флюїду, що використовується для здійснення операції. Вони включають буріння з промиванням буровим розчином, буріння з аерацією бурового розчину, буріння із застосуванням піни, буріння з зрошенням, і буріння з продуванням повітрям або газом.

- Буріння з промиванням буровим розчином: Буріння проводиться з промиванням буровим розчином, причому гідростатичний тиск, що створюється стовпом бурового розчину, менше пластового порового тиску, так що в процесі робіт забезпечується приплив пластового флюїду на поверхню.

- Буріння з аерацією бурового розчину: Буріння, при якому використовується двофазний буровий розчин, що містить той чи інший газ (зазвичай повітря, азот або природний газ), змішаний з рідкою фазою (зазвичай вода, глинистий буровий розчин або буровий розчин на вуглеводневій основі). Газифіковані бурові розчини зазвичай не містять ПАР.

- Буріння із застосуванням піни: Буріння, при якому використовується двофазний буровий розчин, що містить той чи інший газ (зазвичай повітря, азот або природний газ), змішаний з рідкою фазою (зазвичай вода, глинистий буровий розчин або буровий розчин на вуглеводневій основі) і пов'язаний за допомогою ПАР. Рідина є дисперсійним середовищем.

- Буріння з зрошенням: Буріння з використанням двофазного бурового розчину, в якому газ (повітря, азот або інший) є дисперсійним середовищем.

- Буріння з продуванням повітрям: Буріння з використанням в якості бурового агента чистого газу. Таким газом може бути повітря, азот, природний газ або будь-яка комбінація газів.

Буріння здійснюється із застосуванням закритої циркуляційної системи, а в якості промивальних рідин використовуються кілька типів промивальних рідин, в тому числі розчин на нафтовій основі, розбавлений азотом. Для підтримки необхідного тиску у привибійній зоні та регулювання його значення на гирлі свердловини створюється надлишковий тиск, який підтримується керованою системою дроселювання. Таким чином, вибійний тиск регулюється двома способами: збільшенням або зменшенням надлишкового тиску на гирлі або забезпеченням необхідної густини бурового розчину, яка досягається її аерацією інертним газом (азотом). Процесом буріння керують два фахівці: оператор колтубінгової установки і оператор

по режиму буріння і промивної рідини. Оператор колтюрбінгової установки розміщується в кабіні керування, в якій на екрані комп'ютерів відображається інформація з усіх контрольно-вимірювальних приладів. Кабіна розміщена за барабаном з гнучкою трубою на одній лінії з гирлом свердловини. Оператор з режиму буріння відповідає за роботу циркуляційної системи, контролює параметри циркулюючої промивальної рідини і забезпечує заданий рівень депресії. Оператор з режиму буріння розміщується в окремій кабіні, де на інформаційному табло комп'ютера відображається інформація з усіх наземних датчиків.

Інформація з вибійної телевимірювальної системи і наземних датчиків дозволяє визначити положення долота щодо продуктивного інтервалу, а керований з гирла відхильник дозволяє оперативно вносити корективи в траєкторію стовбура свердловини.

Цілком очевидно, що переваги даної технології можуть бути повністю реалізовані тільки при суворому дотриманні в заданих інтервалах технології буріння і точному підтриманні режимів буріння і параметрів циркулюючої промивальної рідини. Тому вкрай важливі оперативний контроль параметрів в режимі реального часу і безперервний аналіз інформації, що реєструється. Традиційні технічні та програмно-методичні засоби ГТІ для вирішення цих завдань малоприматні, оскільки виносне обладнання (датчики, дегазатор, табло бурильника тощо) неможливо встановити на установці колтюрбінгу та на вузлах закритої циркуляційної системи. Багато алгоритмів і методів (наприклад, вимірювання ваги колони, навантаження на долото, глибини свердловини тощо) не приматні для даної технології буріння, тому для контролю наземних параметрів колтюрбінгового буріння розроблено спеціалізований апаратурно-програмний комплекс.

Апаратурно-програмний комплекс включає:

- комплект датчиків;
- пристрій збору інформації та сполучення з датчиками;

- модуль управління виконавчими механізмами бурового обладнання та циркуляційної системи;
- комплект з'єднувальних кабелів;
- робоче місце оператора колтубінгової установки;
- робоче місце оператора з режиму буріння.

На рисунку 2.10 схематично зображено технологічне обладнання, що входить до складу закритої циркуляційної системи, та місця встановлення датчиків. В цілому циркуляційна система складається з низки ємностей і механізмів, з'єднаних між собою відповідними трубопроводами. Циркуляційна система починається від відвідної лінії превентора, на якій встановлений блок дроселювання. З блоку дроселювання промивна рідина надходить у шламівідділювач, де вона відділяється від твердої фракції. Частина промивальної рідини направляється в блок пробовідбірника, який вловлює шлам зі свердловини для геологічного аналізу. Після очищення від твердої фази промивальна рідина потрапляє в сепаратор, в якому відбувається розділення газу і рідини. Газ через регулятор тиску надходить на факельну лінію або в атмосферу, а рідина зливається в приймальну ємність. Тиск в системі «шламовідділювач - сепаратор - приймальна ємність» становить від 0,1 до 0,3 МПа, що забезпечує подальшу подачу промивальної рідини на вхід бурового насоса.

На вході в свердловину в лінії високого тиску циркуляційної системи встановлені наступні датчики промивальної рідини: тиску, витрати, густини і температури. Датчики встановлені в спеціальному блоці маніфольда, який монтується в лінію високого тиску за допомогою швидкознімних з'єднувачів. Для контролю витрати азоту в нагнітальній лінії азотної установки монтується газовий витратомір.

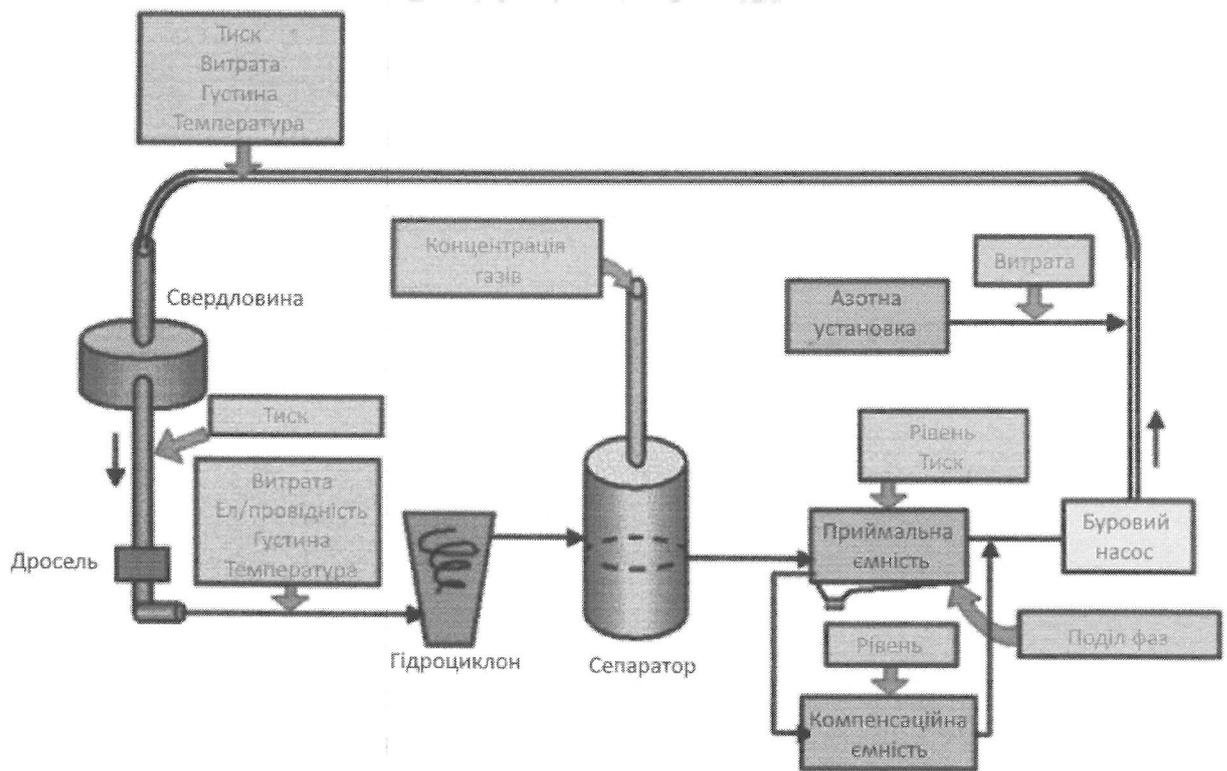


Рисунок 2.10 – Схема розміщення датчиків в закритій циркуляційній системі для розкриття пластів на депресії

На виході зі свердловини в лінії низького тиску після блоку дроселювання встановлені датчики промивальної рідини: тиску, витрати, густини, температури та електропровідності. Датчики також змонтовані на спеціальному блоці, який встановлюється в циркуляційну систему через швидкознімні з'єднувачі.

На сепараторі встановлюється датчик тиску, а на факельній лінії, що з'єднує сепаратор з факельною установкою, вмонтований датчик сумарного газового вмісту. З цієї ж лінії, при необхідності, газ знімається для покомпонентного аналізу його складу.

На приймальній ємності встановлені контактний датчик розділу середовищ води і нафти, датчик рівня і датчик тиску. На компенсаційній ємності встановлений датчик рівня.

Сигнали з датчиків через розподільні коробки, встановлені в місцях компактного розміщення датчиків, надходять на пристрій збору інформації

та сполучення з датчиками, що знаходиться в кабіні оператора колтубінгової установки, і далі через COM-порт в комп'ютер оператора. Програмне забезпечення дозволяє реєструвати і візуалізувати на екрані комп'ютера всю інформацію в зручному для сприйняття вигляді. Воно має багатовіконну структуру, що дозволяє одночасно контролювати інформацію з вибівної телеметричної системи і з датчиків, змонтованих на колтубінговій установці. Комп'ютер оператора колтубінгової установки з'єднаний в єдину мережу з комп'ютером оператора по режиму буріння; реєстрована інформація дублюється на двох комп'ютерах одночасно.

Програмне забезпечення дозволяє контролювати і підтримувати заданий рівень промивальної рідини в приймальних і компенсаційних ємностях. При збільшенні або зменшенні рівня промивальної рідини в приймальній ємності в порівнянні із заданим комп'ютер видає керуючий сигнал на модуль управління виконавчими механізмами, який включає перекачувальні насоси на закачування або на відкачування.

2.7 Висновки до розділу 2

Аналіз сучасних методів розкриття продуктивних горизонтів свідчить, що успіх закінчування свердловини залежить від прецизійного управління балансом тисків у системі «свердловина-пласт». Первинне розкриття є критичним етапом, оскільки будь-яке порушення технології (недовантаження або перевантаження пласта) призводить до незворотного погіршення проникності колектора (скин-ефекту). Вибір методу розкриття напряду визначає майбутній дебіт свердловини та термін її експлуатації.

Метод керованого тиску (MPD) – виступає як найбільш універсальний інструмент для роботи в умовах невизначеності. Він дозволяє оперативно реагувати на найменші коливання пластового тиску, утримуючи забійний

тиск у межах вузького вікна без зупинки процесу буріння, що мінімізує ризики поглинань та газопроявів.

Метод активної кольматації (Stress Shielding) – є ключовим для механічного зміцнення стовбура. Шляхом створення «напруженого екрана» ми штучно розширюємо верхню межу вікна буріння, що дозволяє безпечно проходити зони з низьким градієнтом гідророзриву, захищаючи пласт від глибокого проникнення фільтрату.

Контроль ЕЦГ (ECD Management) – через реологію розчину є базисною інженерною вимогою. Оптимізація гідравлічних показників (в'язкості та СНЗ) дозволяє нівелювати динамічні скачки тиску під час циркуляції, що є критично важливим у глибоких та горизонтальних свердловинах, де зазори між колоною та стінками малі.

Буріння на депресії (UBD) – залишається найбільш радикальним, але й найбільш ефективним методом збереження природної проникності колектора. Попри високу складність та ризики, цей метод повністю виключає забруднення пласта, забезпечуючи максимальну продуктивність на виснажених або чутливих родовищах.

Для умов складних родовищ (зокрема об'єктів «Укргазвидобування») найбільш ефективною стратегією є комбінований підхід. Він поєднує використання технології MPD для динамічного контролю, РКС з активною кольматацією для стабілізації стінок та суворий реологічний контроль для мінімізації ЕЦГ. Такий симбіоз методів гарантує безпеку буріння та збереження енергетичного потенціалу пласта.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі вирішено науково-технічну задачу з оцінки технологічних переваг буріння із керованим тиском за еквівалентною циркуляційною густиною на прикладі свердловини X родовища.

1. Проект конструкції свердловини в ДДЗ — це компроміс між геологічною безпекою та економічною доцільністю. Використання суміщеного графіка дозволяє точно визначити точки спуску колон, що мінімізує аварійність. Будь-яке звуження «вікна буріння» вимагає переходу на високотехнологічні методи контролю тиску (Managed Pressure Drilling), щоб успішно досягти цільового горизонту.

2. Аналіз сучасних методів розкриття продуктивних горизонтів свідчить, що успіх закінчування свердловини залежить від прецизійного управління балансом тисків у системі «свердловина-пласт». Первинне розкриття є критичним етапом, оскільки будь-яке порушення технології (недовантаження або перевантаження пласта) призводить до незворотного погіршення проникності колектора (скин-ефекту). Вибір методу розкриття напряму визначає майбутній дебіт свердловини та термін її експлуатації. Для умов складних родовищ (зокрема об'єктів «Укргазвидобування») найбільш ефективною стратегією є комбінований підхід. Він поєднує використання технології MPD для динамічного контролю, РКС з активною кольматацією для стабілізації стінок та суворий реологічний контроль для мінімізації ЕЦГ. Такий симбіоз методів гарантує безпеку буріння та збереження енергетичного потенціалу пласта.

3. При бурінні з проектною конструкцією свердловини X родовища в умовах АВПТ за стандартною технологією очікується як НГВП, так і поглинання бурового розчину.

4. Встановлено, що із застосуванням технології із керованим тиском на прикладі свердловини X родовища потрібно «вікно буріння» в 14 разів

менше, ніж при стандартній технології, що є важливою технічною перевагою.

5. Технологія із керованим тиском при розкритті міжсольових відкладень однією секцією діаметром 165,1 мм свердловини X родовища в умовах АВПТ дозволяє забезпечити ЕЦГ під час всіх операцій в межах «вікна буріння».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. — К., 2004—2006.
2. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
3. Васильєва І. В. Фізико-механічні властивості порід та ускладнення при бурінні розвідувальних свердловин – Мінеральні ресурси України – №3 – 2024 – С. 37-41 DOI:10.31996/mru.2024.3.37-41
4. Васько І.С. Буріння скерованих свердловин / І.С. Васько, І.І. Чудик, І.І. Витвицький, А.І. Васько // Навчальний посібник – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 387 с.
5. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
6. Винников Ю.Л. Основи буріння свердловин: конспект лекцій. Ступінь вищої освіти – бакалавр. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021 – 120 с.
7. Давиденко О.М. Прямі й зворотні схеми очищення при бурінні свердловин / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатів; Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Дніпропетровськ : ДВНЗ «НГУ», 2012. – 101 с.
8. ДСТУ СЕН ISO/TR 10400:2021 Нафтова та газова промисловість. Формули та розрахунки для визначання характеристик обсадних, насосно-компресорних, бурильних труб і труб, що їх застосовують як обсадні або насосно-компресорні.
9. ДСТУ EN ISO 13501:2021 Нафтова та газова промисловість. Промивальні рідини. Оцінювання технологічного устаткування

10. ДСТУ EN ISO 13533:2021 Нафтова та газова промисловість. Устаткування для буріння та видобування. Бурове породоруйнівальне устаткування
11. ДСТУ Б А.2.4-13:2009 Документації з інженерно-геологічних вишукувань
12. ДСТУ Б А.2.4-4:2009 Основні вимоги до проектної та робочої документації
13. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с. – ISBN 978-966-501-063-0.
14. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
16. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин: практикум, Ч.2. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 280 с.
17. Кривуля С. В. Напрямки геологорозвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» у центральній та південно-східній частині ДДЗ [Текст] / С. В. Кривуля // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. прць. – Х.: УкрНДГаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 3–11. Серія «Геологія. Географія. Екологія», випуск 43 - 45
18. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 62-68.

19. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.1. Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент /М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин,Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2002. – 363 с.
20. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.2. Промивання свердловин. Відробка доліт /М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин,Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2002. – 303 с.
21. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.3. Вертикальне та скероване буріння. /М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин,Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 294 с.
22. Мислюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А. Мислюк, А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 1. – С. 23–25.
23. НПАОП 11.2-1.18-82 Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах (НАОП 1.1.21-1.18-82)
24. Офіційний сайт компанії «Weatherford»: <https://www.weatherford.com>
25. Політучий О.І. Практикум з інженерно-технічних розрахунків по бурінню свердловин : Навчальний посібник / О.І. Політучий. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2024.–240 с.
26. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ : наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118
27. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с. – Режим доступу : <http://nmu.org.ua>
28. Промивальні рідини в бурінні : підручник/ Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаев // М-во освіти і науки

України, Нац.тех.ун-т «Дніпровська політехніка». – 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

29. Професійний стандарт за групою професій «Фахівці з буріння» : Акціонерне товариство «Укргазвидобування» наказ від 04.08.2023 № 579

30. Римчук Д.В. Навчальний посібник навчальної дисципліни «Фонтанна та газова безпека в нафтогазовій галузі» / Катеринчук П.О., Мінчукова Н.Ф., Римчук Д.В., Цибулько С.В. - Х: «ПЛАНЕТА-ПРИНТ», 2022 – 646 с.

31. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”

32. СОУ 09.1-30019775-328-3:2020 Влаштування свердловини. Частина 3. Буріння свердловини.

33. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”

34. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.

35. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.

36. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.

37. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”

38. Тамамянц Т.Л. Аналіз стану технології буріння свердловини із заданим вибійним тиском / Т.Л. Тамамянц, М.М. Лях, Н.В. Федоляк, В.М. Вакалюк, А.І. Бандура // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013 – 1 № 3(48) – С. 23-32

39. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
40. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.
41. Barati R.; Liang J. A review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. J. APPL. POLYM. SCI., DOI:10.1002/APP.40735, 2014.
42. Becker T. Correlations for Drill-Cuttings Transport in Directional-Well Drilling. PhD thesis, University of Tulsa, 1987.
43. Bittencourt A. C. Reservoir development and design optimization / A.C. Bittencourt, R.N. Home // SPE 38895. –1997. – P.14. 168. Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction / E.R. Blanco // Oil and Gas J. –1990. – № 12. – P. 112–118.
44. Bomba A. Complex mathematical modeling of nonlinear processes of displacement considering inclusions / A. Bomba, A. Sinchuk, S. Yaroshchak // VIII International Conference POROUS MATERIALS. Theory and Experiment (INTERPOR'12) – L'viv, 2012. – С. 21-22.
45. Briggs P.J. Development of heavy-oil reserves / P.J. Briggs, R.P. Baron, R.J. Fulleylove, M.S. Wright // J.Petrol.Technj. – 1988. – Vol.40.numb.2. – P.206 -214.
46. Carlson M. Practical Reservoir Simulation / M. Carlson // PennWell. – 2003. – 540 p.
47. Chen C.-C. Modeling a fractured well in a composite reservoir / C.C. Chen, R. Raghavan // SPE Form. Eval.– 1995.– V. 10.– № 4.– P. 241–246.
48. Chenevert M.E. Oil base mud ballanced activity of water face for the drilling of caving schale. – J. of Petrol Techn. 1970, №10, p. 1309-1316.
49. Chu W. A new model for a fractured well in a radial composite reservoir / W. Chu, G.D. Shank // SPE Form. Eval.– 1993. – V. 8.– № 3.– P. 225–233.

50. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods / H. Cinco-Ley // SPE Form. Eval. – 1982. – V. 4.– № 1.– P. 25–33. 150
51. Currie I. G. Fundamental Mechanics of Fluids. 3rd edition. / I.G. Currie. – Marcel Dekker, Inc., New. York, – 2003. - 525 p.
52. Dahi-Taleghani A. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures, PhD Dissertation, University of of Texas at Austin, pp. 216, 2009.
53. Das D.B. Upscaling Multiphase Flow in Porous Media From Pore to Core and Beyond / D.B. Das, S.M. Hassanizadeh. // Springer. – 2005. – 257 p.
54. Dilts G.A. Moving-least-squares-particle hydrodynamics II: conservation and boundaries / G. A. Dilts // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – 48(10). – P. 1503 – 1524.
55. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G.Nolte. – Eglewood Cliffs: New Jersey. – 1989.– 430 p.
56. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design / J.L. Elbel // SPE Prod. Eng.– 1988.– V. 3.– № 3.– P. 323–327.
57. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // J. Petrol. Technol. – 1969. – № 12.– P. 1571–1581.
58. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013
59. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy / B. Guyaguler. – Stanford University, 2002. – 137 p.
60. Haber S. Boundary Conditions for Darcy' s Flow Through Porous Media / S. Haber, R. Mauri // J. Multiphase Flow. – 1983. – 9, №5. – P. 561–574.

61. Hoteit H. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures / H. Hoteit, A. Firoozabadi // *Advances in Water Resources*. – 2008. – Volume 31, Issue 1. – P. 56-73.
62. Instruction manual «Electrical Stability Meter» #131-50, updated 12/10/2015, ver. 3.0. OFI Testing Equipment, Inc.
63. Instruction manual «Model 800 Viscometer» #130-76-C, updated 8/10/2015, ver. 8.0. OFI Testing Equipment, Inc
64. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 235-245, August 2013
65. Kenny P. Ester-based muds show promise for replacing some oil-base muds // *Oil & Gas Journal*, 1993, - Nov. 8, - pp. 89-91.
66. Li, J., Yang, S., Zhang, H. et al. Design and Field Testing of a Nitrogen Circulation Drilling System. *Chem Technol Fuels Oils* 53, 428–435 (2017). <https://doi.org/10.1007/s10553-017-0820-8>
67. Mark S. Ramsey, *Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning*. Gulf Professional Publishing - 2019 - 340 p.
68. Oil and Gas Well Cementing for Engineers / Baghir A.Suleimanov, Elchin F. Veliyev, Azizagha A. Aliyev // Practical approach covering the chemistry, processes, and modeling in the field of cementing engineering. – 2023
69. Oil-based muds and Synthetic-based muds: Formulation, Engineering, Field habits and Recommendations. Official manual of Halliburton Company, 2011.
70. Schlumberger Company [Электронный ресурс]. - G., 2013.- Режим доступа: <http://slb.com>.
71. Smith M. B.; Montgomery C. T. *Hydraulic Fracturing*, CRC Press, 2015.

72. Sweep M. N., Bailey J. M., Stone C. R. Closed Hole Circulation Drilling: Case Study of Drilling a High-Pressure Fractured Reservoir - Tengiz Field, Tengiz, Republic of Kazakhstan – Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, February 2003.
<https://doi.org/10.2118/79850-MS>
73. Tatiana A. Silva, Schlumberger Engineer Guide (MWD/LWD)
74. Valitov R.R. Methods of primary discovery of productive streams / Valitov R.R., Konesev G.V.// INNOVATIVE SCIENCE №3-2 / 2022 ISSN 2410-6070
75. White W., McLean F. Better practices and synthetic fluid improve drilling rates // Oil & Gas Journal, 1995, - Feb. 20, - pp. 43-46.
76. William C. Lyons, Gary J. Plisga and Michael D. Lorenz, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Third Edition). Gulf Professional Publishing - 2016 - 1822 p.
77. Yang J. Application of nitrogen gas drilling technology in Daqing oilfield