

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 184 Гірництво

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.
«___» _____ 2024 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.
«___» _____ 2024 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему **Підвищення надійності конструкції нафтогазової свердловини**

Керівник
к.т.н., доц., доцент
кафедри буріння та геології
Ягольник А.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Кучер Володимир Володимирович
студент, ПІБ
група **602-ГР**

підпис, дата

Консультант за 1 розділом
Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____
Полтава, 2024

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

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 184 Гірництво

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Гарант освітньої програми
Харченко М.О.**

**Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.**

« ____ » _____ 2023 року

« ____ » _____ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Кучер Володимир Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення надійності конструкції нафтогазової свердловини

Керівник проекту (роботи) к.т.н., доц., доцент кафедри буріння та геології Ягольник А.М.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від “ ____ ” _____ 2023 року № _____

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____

3. Вихідні дані до проекту (роботи)

1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи тощо.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи _____

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ.

1. Аналіз сучасного обладнання та технологій кріплення нафтогазових свердловин. Поняття кріплення нафтогазових свердловин. Аналіз технологічного оснащення обсадних колон для спуску в проектне положення. Огляд існуючих способів цементування нафтогазових свердловин. Аналіз видів сучасної наземної техніки для цементування нафтогазових свердловин

2. Теоретична частина – оцінювання характерних ускладнень і аварій при кріпленні свердловин. Оцінювання характерних ускладнень та аварій під час спуску обсадних колон, при очікуванні тужавіння тампонажного розчину.

3. Обґрунтування конструктивно-технологічних рішень кріплення свердловин для забезпечення їх безаварійної експлуатації

4. Загальні висновки по роботі

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Харченко М.О., доцент		
2	Харченко М.О., доцент		
3	Харченко М.О., доцент		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/П	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	11.10-24.10
2	Експериментальна частина	25.10-14.11
3	Теоретична частина	15.11-5.12
4	Впровадження результатів досліджень	6.11-12.12
5	Оформлення та узгодження роботи	13.12-17.12
6	Попередні захисти робіт	13.12-17.12
7	Захист магістерської роботи	20.12-24.12

Студент

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Ім'я користувача:
Олександр Матяш

ID перевірки:
1016076585

Дата перевірки:
22.01.2024 13:17:55 EET

Тип перевірки:
Doc vs Internet

Дата звіту:
22.01.2024 13:19:11 EET

ID користувача:
100013332

Назва документа: Надійність кріплення свердловин_184M_24

Кількість сторінок: 82 Кількість слів: 14231 Кількість символів: 113831 Розмір файлу: 2.54 MB ID файлу: 1015785285

9.01% Схожість

Найбільша схожість: 1.71% з Інтернет-джерелом (<https://www.scilit.net/journal/4209236>)

9.01% Джерела з Інтернету

321

Сторінка 84

Пошук збігів з Бібліотекою не проводився

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

14

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ANOTATION.....	6
АБРЕВІАТУРИ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	11
1.1 Поняття кріплення нафтогазових свердловин.....	11
1.2 Аналіз технологічного оснащення обсадних колон для спуску в проектне положення.....	12
1.3 Огляд існуючих способів цементування нафтогазових свердловин.....	21
1.3.1 Пряме одноступінчасте цементування.....	22
1.3.2 Двоступеневе цементування.....	25
1.3.3 Зворотнє цементування.....	28
1.3.4 Манжетне цементування.....	30
1.3.5 Цементування зустрічним потоком.....	31
1.4 Аналіз видів сучасної наземної техніки для цементування нафтогазових свердловин.....	32
1.5 Висновки до розділу 1.....	39
РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ХАРАКТЕРНИХ УСКЛАДНЕНЬ І АВАРІЙ ПРИ КРІПЛЕННІ СВЕРДЛОВИН.....	44
2.1. Оцінювання характерних ускладнень та аварій під час спуску обсадних колон.....	44
2.2. Аналіз ускладнень, які можуть виникнути при очікуванні тужавіння тампонажного розчину.....	45

2.3. Вплив неякісного кріпленні нафтогазових свердловин на їх експлуатаційну надійність.....	47
2.4. Висновки до розділу 2.....	50
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ БЕЗАВАРІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	52
3.1 Критичні фактори, які слід враховувати під час проектування кріплення свердловини	52
3.2 Аналіз рішень проблем цементування для високотемпературних свердловин, свердловин високого тиску і з агресивним середовищем.....	55
3.3 Технології відновлення цементного каменю	58
3.4. Рецептūra цементних сумішей для кріплення глибоких свердловин та свердловин з високим тиском.....	62
3.5 Хвильові процеси в технології цементування	65
3.6 Висновки до розділу 3.....	67
РОЗДІЛ 4. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ В СКЛАДНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИХ УМОВАХ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ.....	70
4.1 Обґрунтування конструкції свердловини в конкретних складних геолого-технічних умовах	70
4.2. Обґрунтування заходів по підвищенню якості кріплення свердловини	69
4.3 Висновки до розділу 4.....	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	79

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна магістерська робота по спеціальності 184 Гірництво освітньо-професійної програми «Буріння нафтових і газових свердловин» на тему «Підвищення надійності конструкції нафтогазової свердловини».

Перший розділ роботи присвячено вивченню сучасних методів цементування свердловин, елементів оснащення обсадної колони та наземної техніки, яка застосовується при кріпленні нафтогазових свердловин.

У другому розділі проаналізовано характерні ускладнення при цементуванні свердловини та досліджено вплив неякісного кріплення на експлуатаційну надійність свердловини.

У третьому розділі розглянуто види цементного розчину для досягнення необхідних його властивостей для відповідних геолого-технічних умов та особливостей конструкції нафтогазової свердловини з метою проведення безаварійних операцій тампонування затрубного простору.

В четвертому розділі обґрунтовано впровадження досліджень і обґрунтовано вибір техніко-технологічних рішень для підвищення якості кріплення конкретної свердловини у складних гірничо-геологічних умовах на одному із родовищ України.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Ключові слова: свердловина; цементування; обсадна колона; центратор; тампонажний розчин; надійність.

ANOTATION

Qualification master's thesis in the specialty 184 Mining of the educational and professional program «Drilling of oil and gas wells» on the topic «Improving the reliability of the oil and gas well casing».

The first section of the paper is devoted to the study of modern methods of well cementing, casing equipment and ground equipment used in the cementing of oil and gas wells.

The second section analyzes the typical complications of well cementing and investigates the impact of poor quality cementing on the operational reliability of a well.

The third section discusses the types of cement mortar to achieve the required properties for the relevant geological and technical conditions and design features of an oil and gas well in order to conduct trouble-free annulus cementing operations.

The fourth section substantiates the implementation of the research and justifies the choice of technical and technological solutions to improve the quality of cementing a particular well in difficult mining and geological conditions at one of the Ukrainian fields.

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

Keywords: well; cementing; casing; centralizers; grout; reliability.

АБРЕВІАТУРИ

ЦТГ - центратори-турбулізатори гідропотоку;

ЦТЖ - центратори-турбулізатори жорсткі;

ЦГ - Цементувальні головки;

МСЦ – муфта ступеневого цементування;

ПЗП - привибійної зони пласта;

ЦА - Цементувальні агрегати;

БМ - Блок маніфольду;

СКЦ - Система контролю та управління процесом цементування;

АВПТ - аномально високі пластові тиски;

ГРП – гідророзрив пласта.

ВСТУП

Актуальність теми. Основним завданням нарощування темпів та обсягу видобутку вуглеводнів на родовищах України є швидке безаварійне спорудження свердловин з отриманням на фініші максимально надійних їх конструкцій з метою подальшої довготривалої експлуатації з максимальним терміном між ремонтами.

Термін безаварійної роботи свердловини характеризується рівнем технічної надійності. Обсяги видобутку вуглеводнів на окремо взятій свердловині залежать не тільки від геології, способів розкриття та освоєння покладу, режимів експлуатації та методів інтенсифікації видобутку, але також і від технічного стану свердловини як конструкції.

Проблеми надійності кріплення свердловин стають актуальними у зв'язку зі зростанням глибин буріння (в Україні все частіше понад 6000 м), ускладненням гірничо-технічних та геологічних умов (високі температури, високі пластові тиски, аномальність пластових тисків, нестійкі гірські породи, можливість міжпластових перетоків тощо) та збільшенням обсягів буріння конструктивно і технологічно складних траєкторій, зокрема, похило-скерованих (із відхиленням на сотні метрів), горизонтальних (довжиною до 3000 м, в т.ч. на значних глибинах), багатовибійних (із десятками вибоїв із горизонтальної ділянки) і багатостовбурних (кущовий метод) свердловин. Тому актуальність проблеми кріплення нафтогазових свердловин полягає у вдосконаленні технологій та техніки спуску обсадних колон в проектне положення, цементування затрубного простору в різних умовах, а також впровадження цих технік і технологій у процес будівництва свердловин із обґрунтуванням експлуатаційної надійності.

Мета і задачі досліджень. Метою магістерської роботи є обґрунтування сучасних технологічних і конструктивних рішень кріплення глибоких (понад 5000 м) нафтогазових свердловин в складних геолого-технічних умовах для підвищення їх експлуатаційної надійності.

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

- проаналізувати сучасне обладнання та технології кріплення глибоких нафтогазових свердловин і виявити особливості впливу складних геолого-технічних умов на даний процес;
- визначити вплив неякісного кріплення на експлуатаційну надійність свердловини;
- обґрунтувати види цементного розчину для досягнення необхідних його властивостей для відповідних геолого-технічних умов та особливостей конструкції свердловини з метою проведення безаварійних операцій тампонування затрубного простору;
- обґрунтувати види цементного розчину для досягнення необхідних властивостей цементного каменю;
- запровадити результати досліджень щодо вибору техніку, оснащення, технології кріплення глибокої нафтогазової свердловини на одному з родовищ України.

Об'єктом дослідження є оптимальні техніко-технологічних рішень кріплення глибоких нафтогазових свердловин, що забезпечать відповідний рівень їх експлуатаційної надійності.

Предмет дослідження – вибір оптимальної техніки, оснащення, технології закачування, складів та параметрів цементного розчину для кріплення різних ділянок глибокої нафтогазової свердловини на одному з родовищ України та обґрунтування експлуатаційної надійності впроваджених рішень.

Методи дослідження: методи гідроаеромеханіки; методи механіки гірських порід та геомеханіки; опір матеріалів; аналіз інформаційних джерел.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в тому, що удосконалено методику проектування кріплення нафтогазових свердловин в складних геолого-технічних умовах для підвищення їх експлуатаційної надійності.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень результати дозволили вибрати оптимальні техніку, оснащення, технологію закачування, склад та параметри цементного розчину для безаварійного кріплення різних ділянок глибокої нафтогазової свердловини на

одному з родовищ України та забезпечити відповідний рівень її експлуатаційної надійності.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 78 сторінках, у тому числі 70 сторінок основного тексту, 32 рисунків, 4 таблиць на 6 сторінках, 5 сторінок списку використаних джерел (43 найменувань).

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2023 році під керівництвом к.т.н., доцента, доцента кафедри буріння та геології Ягольника Андрія Миколайовича і Харченко Максима Олександровича.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1.1 Поняття кріплення нафтогазових свердловин

Поняття кріплення свердловин включає в себе процес зміцнення стінок свердловин в потрібних проміжках у відповідності із геологічними та гірничими умовами за допомогою спуску обсадних колон, цементування простору між колоною і стінкою свердловини, а також у зонах ускладнень, використання технічних засобів (профільні перекривачі, пакери, ін.) або встановлення цементних мостів.

Метою кріплення є: забезпечення максимального рівня надійності свердловини (здатності свердловини витримувати навантаження у процесі експлуатації без критичного погіршення технічних характеристик); створення герметичного і довговічного каналу для транспортування пластового флюїду від експлуатаційних горизонтів на поверхню; герметичне розмежування всіх проникних горизонтів один від одного; захист експлуатаційного каналу від корозії в результаті дії пластових флюїдів.

Втрата герметичності свердловини є фактором ризику погіршення експлуатаційних показників, як результат зниження рівня її рентабельності аж до критичного – передчасного виходу зі стану діючої. Термін життя свердловини багато в чому визначається мірою її технічної надійності.

Якість роз'єднання пластів (створення герметичності) при цементуванні обсадних колон залежить від декількох груп факторів: стан стовбура свердловини, технологічне оснащення обсадних колон, склад та властивості тампонажних систем, спосіб цементування, режим заміщення бурового розчину тампонажним, використання буферних рідин, використання додаткових технічних засобів для герметизації за колонного простору. Тому для проведення якісного кріплення свердловини необхідно на всіх етапах забезпечити грамотний підбір технологій,

обладнання, оснащення та матеріалів, що застосовуються для здійснення всіх вище описаних операцій.

Тому за мету даного розділу поставлено виконати аналіз: технологічного оснащення для спуску обсадних колон в проектне положення в свердловині; існуючих способів технологій закачування тампонажних систем в заколонний простір; наземної техніки для подачі тампонажних розчинів з метою цементування свердловин; ускладнень та аварій під час спуску обсадних колон; ускладнень, які можуть виникнути при очікуванні тужавіння тампонажного розчину; впливу неякісного кріплення свердловин на експлуатаційну надійність.

1.2 Аналіз технологічного оснащення обсадних колон для спуску в проектне положення

Технологічне оснащення обсадних колон включає набір пристроїв, якими оснащують колону для забезпечення її спуску в проектне положення та якісного цементування відповідно до прийнятого методу. Кожен елемент технологічного оснащення виконує свої функції та піддається різним навантаженням і впливам як у процесі спуску обсадної колони, так і при її цементуванні. На рис. 1.1 проілюстровано характерні елементи технологічного оснащення обсадних колон.

Для загального розуміння функції кожного із наведених елементів даного оснащення проведено коротенький огляд.

Зворотний клапан – призначено для запобігання перетіканню бурового або тампонажного розчину із заколоного простору в обсадну колону в процесі кріплення свердловини. Його монтують внизу всієї конструкції над патрубком – у башмаку обсадної колони або на 10-20 м вище за нього.

По виду запірного елемента зворотні клапани поділяються на: тарілчасті, кульові та ті що мають шарнірну заслінку.



Рис. 1.1. Технологічного оснащення обсадних колон

За принципом дії розрізняють три групи зворотних клапанів:

- що виключають переміщення рідини із заколоного простору в обсадну колону при її спуску в свердловину;
- забезпечують самозаповнення обсадної колони, що спускається, буровим розчином при певному (задається) перепаді тисків над клапаном і в заклонному просторі, але що виключають можливість зворотної циркуляції розчину;

- що забезпечують постійне самозаповнення обсадної колони розчином при спуску в свердловину і дозволяють її промивання методом зворотної циркуляції.

Якщо можливі газонафтоводопрояви, але відсутні поглинання, то при кріпленні вертикальних і похило спрямованих ділянок свердловин слід застосовувати зворотні клапани відповідно до першої та другої груп. При можливості поглинання та відсутності нафтогазопроявів доцільно використовувати клапани третьої групи при кріпленні вертикальних та похилоспрямованих ділянок свердловин.

За технологією виконання зворотні клапани поділяються на:

- глухі – при спуску обсадної колони виключено надходження рідини усередину;

- диференціальні – при певному перепаді тиску стравлюють тиск, періодично відкриваючи клапан;

- дроссельні – відмінною особливістю можна вважати можливість промивання з щілини зворотною циркуляцією.

Дроссельні зворотні клапани типу ЦКОД зображено на рис. 1.2. Даний тип клапанів спускається в свердловину без запірної кулі і лише після спуску на потрібну глибину прокачують кулю, яка досягає потрібного положення пройшовши через розрізні шайби та діафрагму [10].

Застосування центраторів дозволяє отримати рівномірний зазор між обсадною трубою та стінками свердловини, що виключає можливість контакту між ними та забезпечує повну ізоляцію цементним розчином, без розриву. Це суттєво продовжує термін служби труб обсадних колон за рахунок зменшення швидкості їх корозії. Істотно підвищується якість цементування та суттєво підвищується міцність цементного каменю за рахунок виконання центраторами функції металевої арматури (аналогічно залізобетонним конструкціям) за колоною після затвердіння цементу. Центратори закріплюються на обсадній колоні (приблизно через кожні 10 м) за допомогою стопорних кілець і кручених клинів (ключів). Центратори спускаються в свердловину, заповнену буровим розчином і

розміщуються в кільцевому просторі інтервалу залягання продуктивної товщі, що потім заповнюється тампонажним розчином. Щільність бурового розчину може досягати величини $2,4 \text{ г/см}^3$. Щоб запобігти поломці лопат центраторів при спуску обсадної колони, необхідно дотримуватися температурного режиму (температура навколишнього середовища при спуску центраторів в свердловину повинна бути не менше мінус 35°C , в свердловині – не більше плюс 200°C). Осьове навантаження, що витримується кріпленням обмежувального кільця всіх центраторів, не менше 11800 Н ($11,8 \text{ кН}$ або $1,18 \text{ т}$).

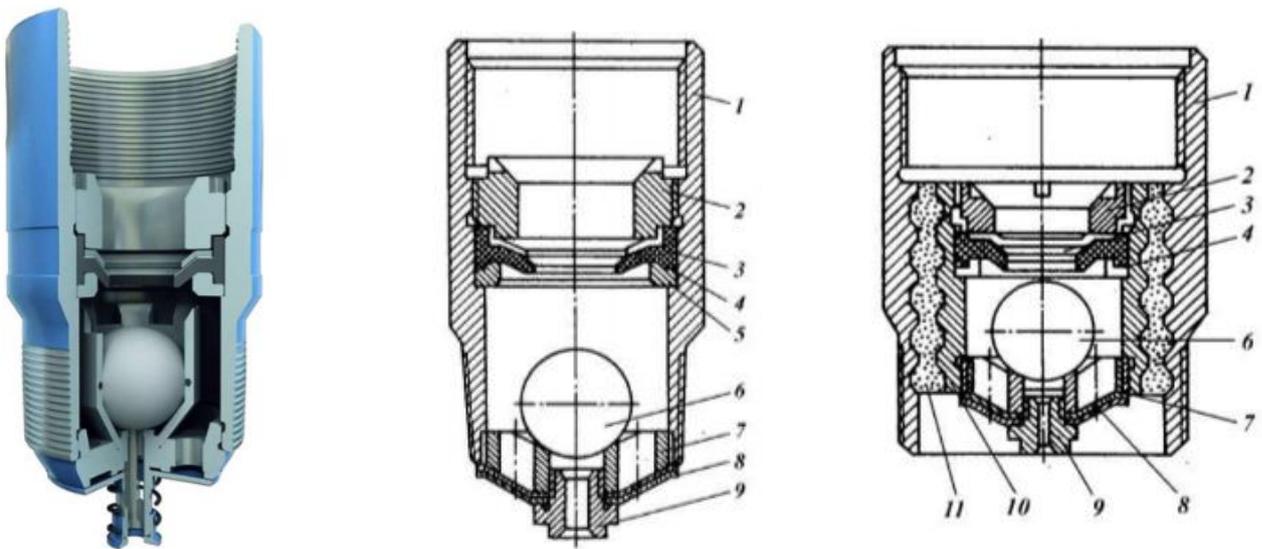


Рис.1.2. Зворотний клапан:

1 – корпус; 2 – нижня гайка; 3 – набір гумових шайб; 4 – гумова діафрагма; 5 – опорне кільце; 6 – шар; 7 – обмежувач кільця; 8 – гумовотканева мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунна втулка; 11 – бетонна або пластмасова підвіска

На сьогодні широко застосовуються типи центраторів: ЦЦ (пружні роз'ємні збірні з аркоподібними планками для цементування обсадних колон у вертикальних і слабовикривлених свердловин); ЦЦ2 (для цементування колон у вертикальних і похилих свердловинах, мають жорстко пружну характеристику, яка обумовлена наявністю, розмірами і формою виконання трапецієподібного виступу); ЦПС (пружні зварні з аркоподібними планками спеціального профілю, привареними по кінцях до циліндричних втулок, що надягають на обсадну трубу з боку ніпельного кінця, застосовуються для цементування колон у вертикальних

та похилих свердловинах). На рис. 1.3 наведено фото деяких типів центраторів, зокрема тих, що застосовує компанія Halliburton.

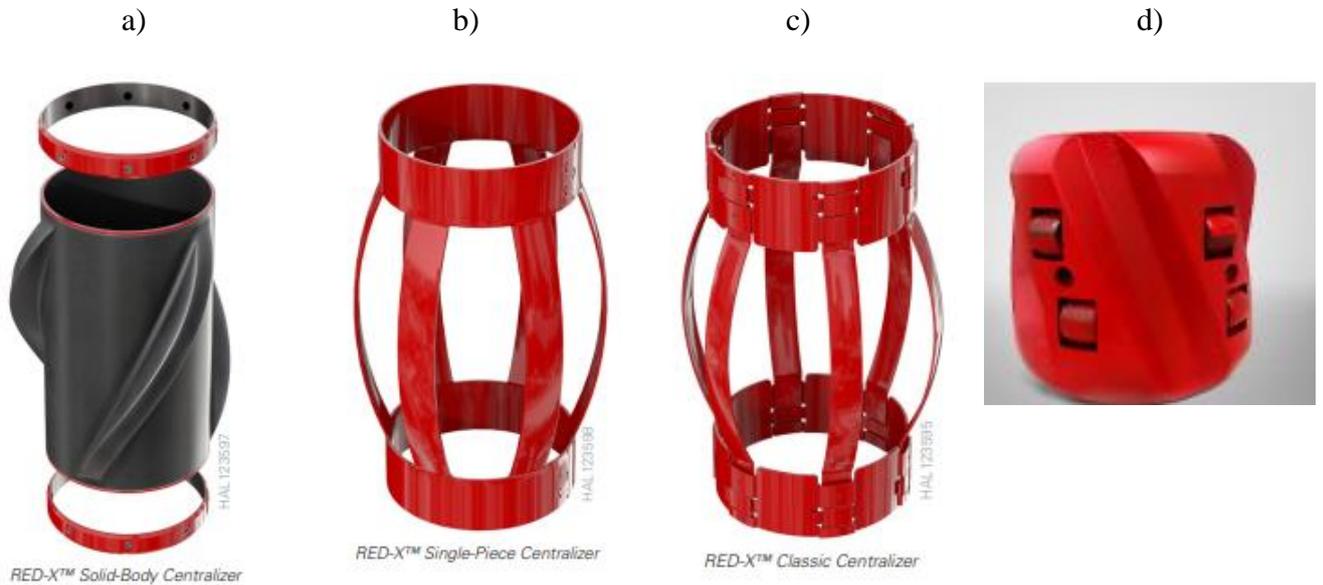


Рис.1.3. Фото центраторів: а – жорсткі RED-X solid-body centralizers компанії Halliburton; б – жорстко-пружні RED-X single-piece centralizers компанії Halliburton; в – RED-X classic доступні у зварних і незварних варіантах, із шарнірною або насувною конфігураціями; д – роликові

Турбулізатори призначені для закручення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі при цементуванні свердловини. Їх встановлюють на обсадній колоні у зонах розширення стовбура свердловини з відривом трохи більше 3 м один від одного.

На сьогодні найчастіше використовують турбулізатори типу центратори-турбулізатори (рис. 1.4.).



Рис. 1.4. Центратори-турбулізатори: а - центратори-турбулізатори гідропотоку (ЦТГ); б - центратори-турбулізатори жорсткі (ЦТЖ)

Суть їхньої роботи полягає в тому, що їх лопаті, що закручують висхідний потік рідини навколо обсадної колони, виготовлені з армованої кордом гуми; досить еластичні, щоб не чинити помітних опорів при спуску колони, але достатньо жорсткі і міцні, щоб відхиляти висхідний потік рідини по гвинтовій лінії навколо колони і забезпечувати підвищення ступеня витіснення бурового розчину тампонажним в затрубному просторі свердловини. Оптимальне співвідношення довжини лопатей турбулізатора та кута нахилу їх до вертикальної осі, поєднання достатньої жорсткості та пружності їх забезпечують максимальну величину основного показника якості. Кут підйому гвинтової лінії лопатей турбулізатора – 55° ; допустиме осьове навантаження на корпус 11,8 кН (або 1,18 т).

ЦТЖ використовують в похило-направлених і горизонтальних свердловинах, особливо якщо їх відкритий стовбур ускладнений железними виробками.

ЦТЖ виконують одночасно дві функції:

- центрують колону, при цьому не дозволяють їй та ребрам центратора провалюватися в желобну виробку;
- закручує висхідний потік рідини своїм похилим по винтовій лінії ребрами, при цьому викликають його турбуляцію і поліпшують витіснення бурового розчину тампонажним.

Центратори-турбулізатори ЦТГ призначені для оснащення обсадних колон з метою центрування колони в свердловині, закручування навколо обсадної колони та турбулізації потоку рідини в затрубному просторі при спуску та цементуванні колон. Принцип дії центраторів-турбулізаторів ЦТГ полягає в тому, що він, центруючи обсадну колону, перекриває своїми лопатями висхідний потік рідини в кільцевому просторі свердловини, закручуючи навколо обсадної колони і направляючи його на стінки стовбура свердловини. Завдяки цьому підвищується якість цементування за рахунок забезпечення змиву плівки глинистого розчину з обсадних труб, руйнування структури бурового розчину в кавернах і жолобах і повнішого витіснення та заміщення його тампонажним розчином.

Башмак колонний (рис. 1.5) служить для спрямування нижньої секції опускаючої обсадної колони по стовбуру свердловини. Конструкція башмака забезпечує йому достатню механічну міцність при спуску колони та порівняно легке розбурювання.

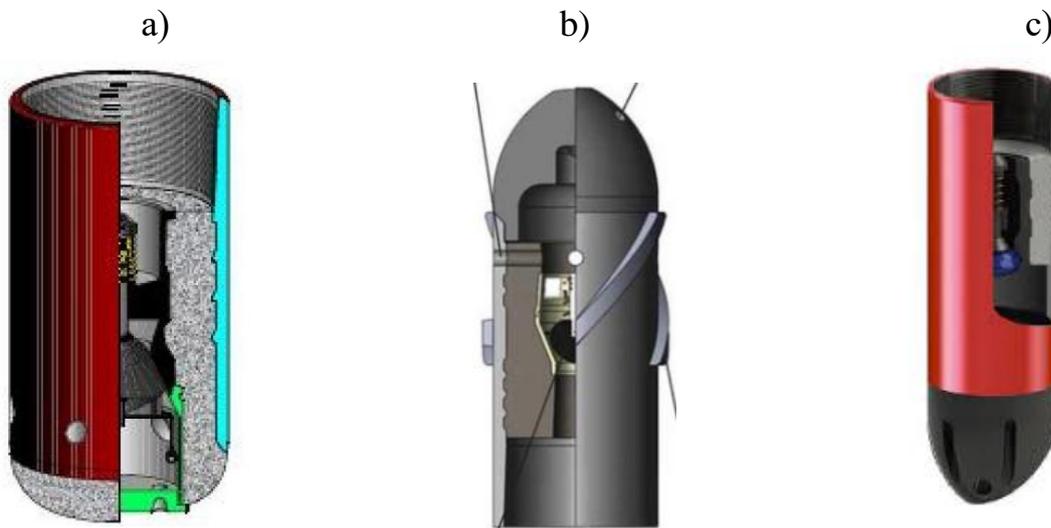


Рис. 1.5. Башмак колони: а – башмак SuperSealII® High-PortUp-Jet (HPUJ); б – поплачковий башмак типу 228; с – башмак ексцентричний із зворотнім клапаном

Башмак SuperSealII® High-PortUp-Jet (HPUJ) (рис. 1.5) призначений для видалення шламу та фільтраційної кірки, а також для покращення зчеплення цементу з породою за рахунок гідроструминного очищення стінок свердловини. Використання такого башмака робить можливим досягнення максимально високих швидкостей закачування для отримання турбулентних потоків без загрози виведення з ладу зворотного клапана. Башмак HPUJ включає шість форсунок розташованих таким чином, щоб направляти потік циркулюючої рідини вгору під кутом посилюючи турбулентність потоку набагато вище башмака і муфти. Ці форсунки разом з чотирма портами, спрямованими вниз на плиті, встановлюваної в нижній частині башмака, поширюють флюїд, що закачується, в кільцевому просторі вище і нижче башмака, що сприяє рівномірному розподілу цементу навколо башмака і перешкоджає утворенню каналів бурового розчину.

Цементувальні головки (ЦГ) необхідні для обв'язки гирла свердловин і дозволяють: досягти герметичного та швидкороз'ємного з'єднання обсадної колони з

нагнітальними лініями цементувального агрегату; здійснити попереднє розміщення та фіксування, з наступним звільненням розділових цементувальних пробок (рис. 1.6).

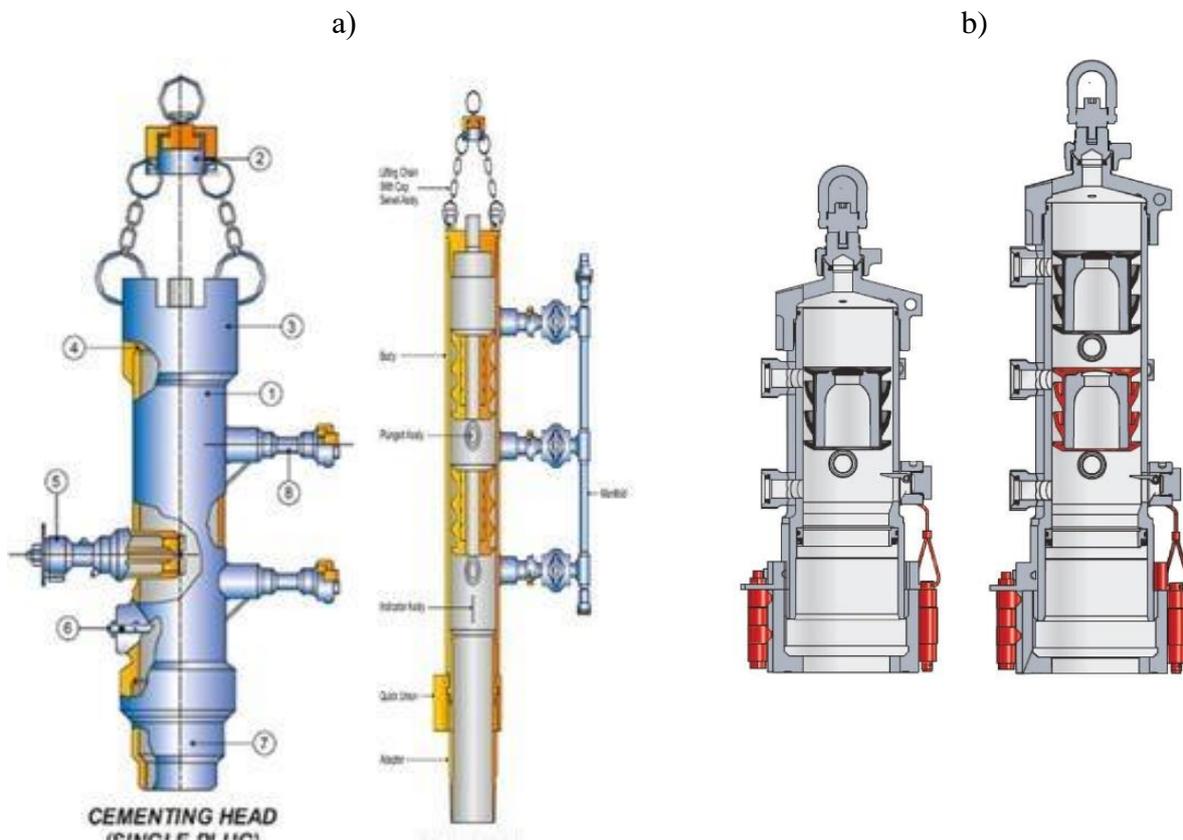


Рис. 1.6. Цементовані головки: а – виробництво Dektechnology; б - цементовані головки з одним та двома пробками Compact Halliburton

Цементувальні пробки потрібні, щоб виключити змішування тампонажного і бурового розчину з рідиною. Ще одна функція пробки – отримання сигналу про посадку пробки на «стоп-кільце». За допомогою нижніх пробок здійснюється очищення внутрішньої частини обсадної колони та поділ двох фаз: цементного розчину та буфера.

Фірмою Halliburton розроблено метод ступінчастого цементування із застосуванням нижніх розділових пробок при цементуванні нижньої ступені. У підвісному пристрої хвостовика на штифтах підвішена підвісна пробка з центральним відверстием уздовж осі для проходу рідини, що закачується в хвостовик.

Муфти (МСЦ) – цементування обсадної колони діаметром в умовах неізольованих зон поглинання з метою зниження репресії на продуктивний пласт, а також при проведенні манжетного цементування (рис. 1.7).

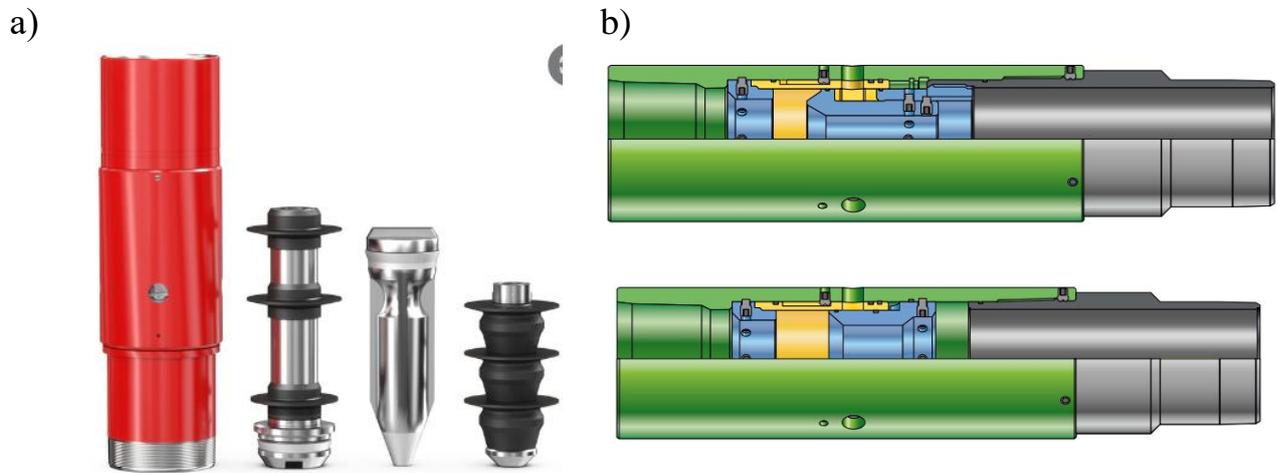


Рис.1.7 Муфти: а – муфта МСЦ-245; б – муфта механічна та гідравлічна Endeavour

Муфта гідромеханічна двоступінчастого цементування тип 820 (рис. 1.8) призначена для проведення цементування обсадної колони в дві ступеня з метою зниження репресії. Конструкція муфти передбачає гідравлічний спосіб відкриття циркуляційних вікон шляхом створення надлишкового тиску в обсадній колоні, що зумовлює можливість її застосування як у похило-скерованих, так і горизонтальних проміжках свердловин. Закриття циркуляційних вікон проводиться запірною пробкою для продавки при посадці в сидло муфти і подальшому створенні надлишкового тиску в обсадній колоні. Для проведення цих операцій в комплект поставки входять: дві пробки, що управляють, з алюмінієвими наконечниками і патрубком зі «стоп»-кіль-цем, причому перша прохідна продавочна пробка оснащена фіксатором, що дозволяє пробці жорстко і герметично фіксуватися в «стоп»-кільці патрубка. самим дублюючи роботу зворотного клапана.

Для проведення двоступінчастого цементування з одночасним роз'єднанням пластів використовують пакер заколоний гідромеханічний і відповідно двоступінчасте цементування типу 950 (рис. 1.8). Цей технічний засіб включає заколоний пакер і муфту ступінчастого цементування, виконані в

єдиному корпусі. Розкриття ущільнювального елемента пакера відбувається гідравлічним способом шляхом створення надлишкового тиску в обсадній колоні. Відкриття та закриття циркуляційних вікон відбувається за аналогією з муфтою ступінчастого цементування тип 820. Для проведення цих операцій в комплект постачання аналогічно входять три пробки та патрубок зі «стоп»-кільцем. Пакер тип 950 є базовою комплектацією і може оснащуватися додатковою опцією «продавочні пробки, що фіксуються від обертання».

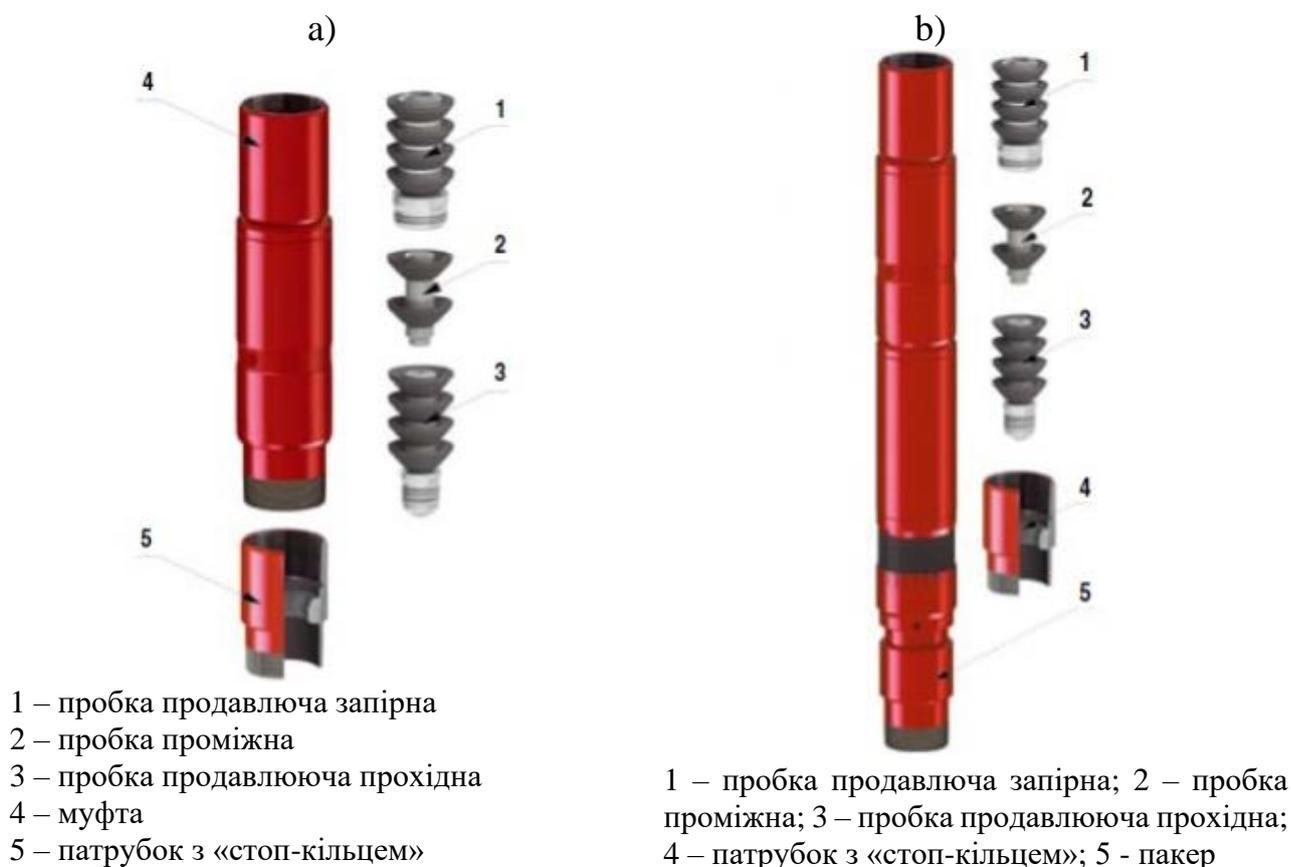


Рис. 1.8. Цементування обсадної колони з застосуванням муфти або пакера двохступінчастого цементування: а – муфта гідромеханічна двохступеневого цементування типу 820; б – пакер за колонний гідромеханічний двохступеневого цементування типу 920

1.3 Огляд існуючих способів цементування нафтогазових свердловин

Цементування свердловин є складною інженерною задачею, що вимагає пильної уваги на всіх етапах будівництва свердловин. Процес цементування нафтових та газових свердловин – це заключний етап підготовки свердловини до експлуатації. Який являє собою комплекс робіт спрямований на створення та

підтримку максимального терміну служби свердловини. Це пов'язано з тим що по-перше необхідно ізолювати та роз'єднати кожен нафтогазоносну область, тим самим унеможливити перетоки сировини й води з різних пластів, попередити поширення нафти або газу в затрубний простір під впливом високого пластового тиску. По-друге, необхідно знизити вплив руху гірських порід на свердловину. По-третє, необхідно забезпечити високу корозійну стійкість металу труби обсадної колони в результаті впливу на неї ґрунтованої вологи.

Цементування проводиться за заздалегідь складеною програмою, обґрунтованою технічним розрахунком та включає п'ять основних видів робіт:

- приготування тампонажного розчину (тампонажних систем);
- закачування тампонажного розчину в свердловину;
- подача тампонажного розчину в затрубний простір;
- очікування затвердіння (тужавіння) закачаного матеріалу;
- перевірка якості цементувальних робіт.

Існує кілька способів цементування, які розрізняються схемою подачі тампонажного розчину в затрубний простір і компоновкою обсадної колони [8].

Пряме цементування через корпус – це традиційний спосіб, який найчастіше використовується. Він передбачає закачування цементної суміші в обсадну трубу через спеціальну насадку (цементувальну головку). Коли потрібний об'єм закачується, він витісняється з обсадної труби в затрубний простір.

Цементування по зворотній схемі – закачування цементу безпосередньо в затрубний простір з витісненою рідиною, яка повертається через обсадну трубу назад на поверхню.

1.3.1 Пряме одноступінчасте цементування

Пряме одноступеневе цементування з однією продавочною пробкою здійснюється закачуванням тампонажного розчину в обсадну колону з подальшою його продавкою через башмак в затрубний простір. Технологія проста

в реалізації, забезпечує високу якість цементування. Схема цементування з однією (верхньою) цементувальною пробкою проілюстрована на рис. 1.9.

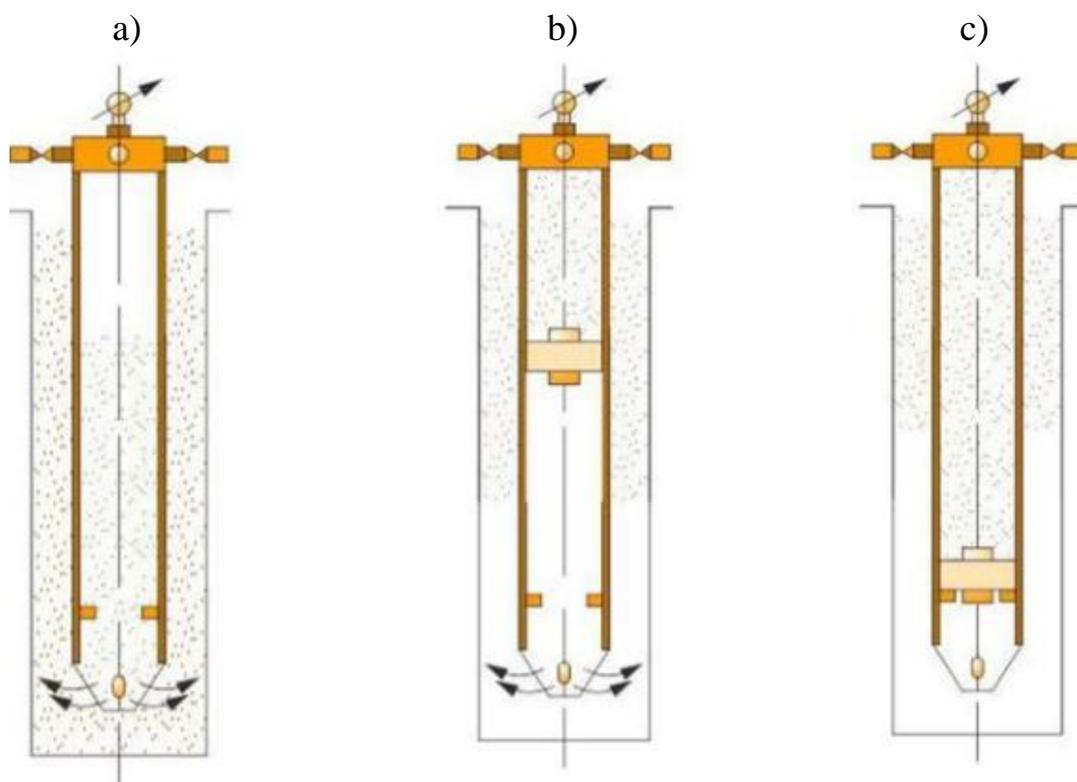


Рис. 1.9. Схема послідовності процесу прямого одноступінчастого цементування з однією пробкою: а) закачування полегшеного тампонажного розчину, розчину нормальної густини після буферної рідини; б) скидання розподільчої пробки, продавка тампонажного розчину на затрубний простір за допомогою продавочної рідини; с) посадка розподільчої пробки в «стоп – кільце», стрибок тиску на цементувальній головці, кінець цементування

Більшість операцій з первинного цементування використовують метод розміщення цементу з двома пробками (рис. 1.10).

Пряме одноступінчасте цементування з двома пробками найчастіше проводиться у тих випадках, коли свердловина не має ускладнень [6].

Після буріння інтервалу на бажану глибину бурова бригада знімає бурильну колону, залишаючи свердловину заповненою буровим розчином. Потім бригада опускає обсадну колону на дно свердловини. Нижній кінець обсадної колони захищений направляючим башмаком або поплавковим башмаком. Обидва башмаки є конічними, як правило, кулісними пристроями, які спрямовують кожух до центру отвору, щоб мінімізувати контакт із шорсткими краями або

вимиваннями під час встановлення. Направляючий башмак відрізняється від поплавкового башмака тим, що перший не має зворотного клапана.

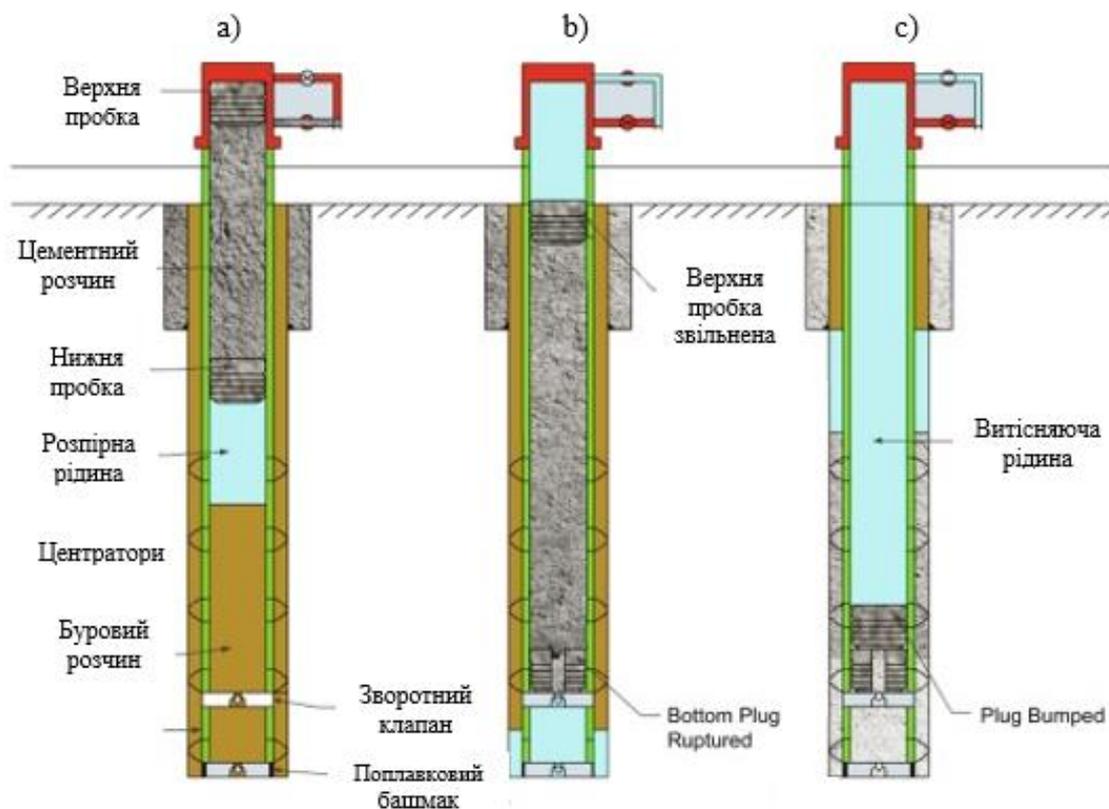


Рис. 1.10. Схема одноступінчастого цементування з двома пробками: а) скидання нижньої пробки, початок закачування тампонажного розчину; б) скидання верхньої пробки, початок закачування продавленної рідини після тампонажного розчину; с) посадка верхньої продавальної пробки в нижню, стрибок тиску на цементувальній голівці, кінець цементування свердловини

Зворотний клапан може запобігти зворотному потоку або U-подібній трубці рідин із затрубного простору в обсадну трубу. Центратори розміщені вздовж критичних секцій обсадної труби, щоб уникнути прилипання обсадної труби під час її опускання в свердловину. Крім того, центратори утримують обсадну трубу в центрі свердловини, щоб забезпечити розміщення рівномірної цементної оболонки в затрубному просторі між обсадною трубою та стінкою свердловини. Коли обсадна труба опускається в свердловину, внутрішня частина обсадної труби може заповнитися буровим розчином. Цілями операції первинного цементування є видалення бурового розчину з внутрішньої частини обсадної труби та свердловини, розміщення цементного розчину в затрубному просторі та

заповнення внутрішньої частини обсадної труби витісняючою рідиною, такою як буровий розчин, розсіл або вода.

Даний спосіб дозволяє:

- знизити тиск на пласт при високих рівнях підйому тампонажного розчину;
- збільшити висоту підйому тампонажного розчину у за колонному просторі без значного зростання тиску нагнітання;
- зменшити змішування тампонажного розчину з рідиною в за колонному просторі.

Недоліками прямого одноступінчастого цементування є:

- обмежена висота підйому цементного розчину при бурінні глибоких свердловин (понад 5000 м) та збільшенням обсягів буріння похило-скерованих (із відхиленням на сотні метрів), горизонтальних (довжиною до 3000 м), багатовибійних та багатостовбурних свердловин;
- високі тиски на насосах в кінці операції продавлювання цементного розчину, величина яких може перевищувати допустимі для техніки, що застосовується;
- більш тривалий період прояву ефекту гравітаційного руху тампонажного розчину в колоні та свердловині, що супроводжується розривом суцільності потоку та неконтрольованим зростанням гідравлічних опорів у кільцевому просторі.

1.3.2 Двоступеневе цементування

Метод двоступеневого цементування використовується для поетапного розміщення цементного розчину навколо обсадної труби з вибраними інтервалами; цементування пластів у будь-якій точці, наприклад, розміщення цементу над зоною втрати; зведення до мінімуму втрат цементного розчину в слабкі пласти; менший ризик спалаху під час лову через дегідратацію цементу [9].

Схема двоступеневого цементування проілюстрована на рис. 1.11.

Двостадійне цементування використовується коли [3]:

- гідравлічний напір цементу занадто високий для пласта або обсадної труби;
- існує обмежений час закачування, особливо в гарячих свердловинах, для закачування бажаної кількості та якості цементу;
- лише певні частини стовбура свердловини потребують цементування;
- в горизонтальних свердловинах під час буріння нафти, де радіус вигину свердловини вимагає цементування;
- якщо час захоплення тампонажного розчину менший за час цементування;
- цементування необхідно провести із розривом у часі.

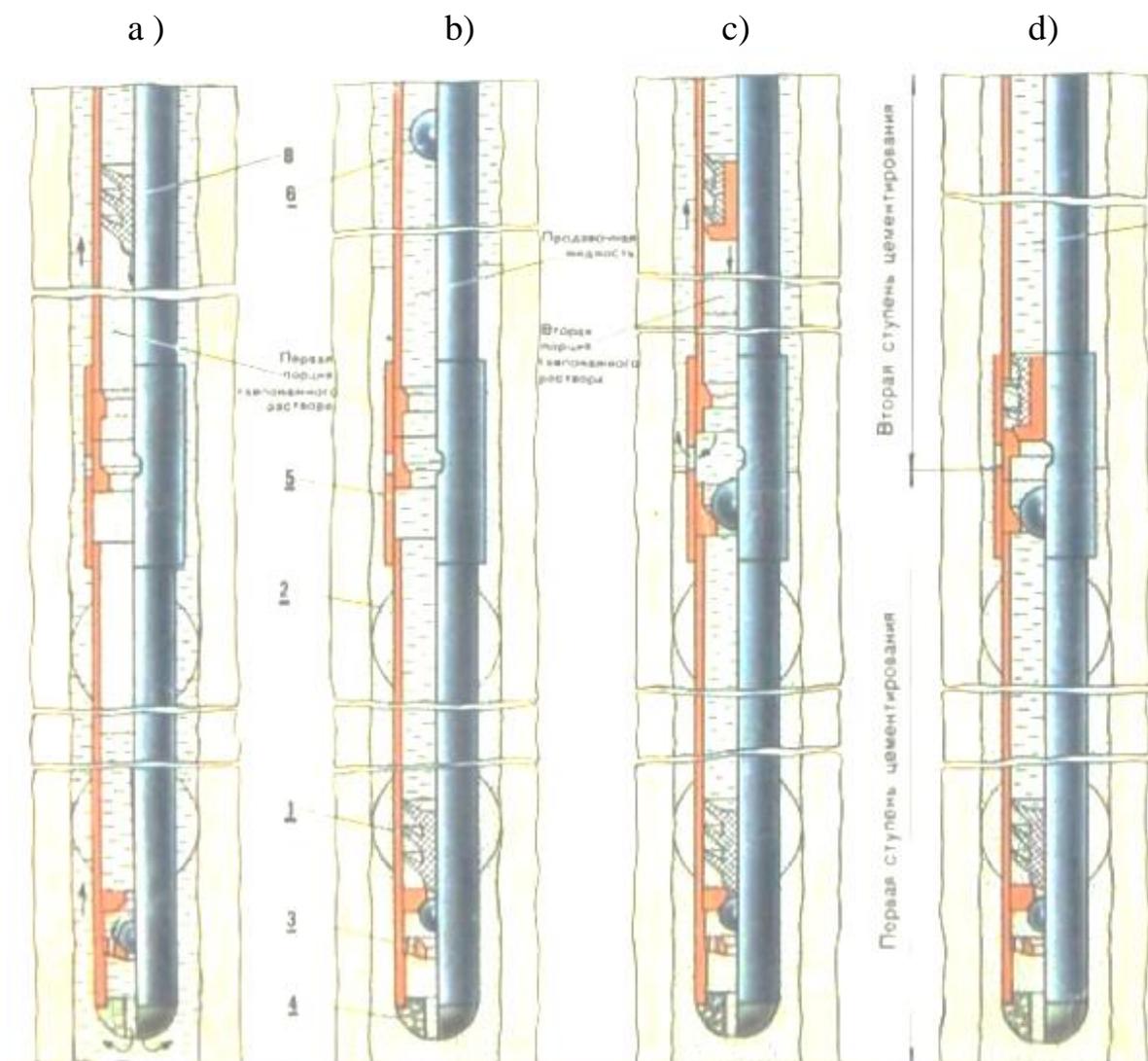


Рис. 1.11. Схема двоступеневе цементування: а – цементування першого ступеня; б – спуск падаючої пробки; с – пакерування; d – цементування другого ступеня, закриття цементувальних отворів

Перша стадія цементується традиційними методами, а для другої стадії використовуються муфти ступінчастого цементування (диференціальні клапани), призначені для пропуску цементу в затрубний простір при їх відкритті за допомогою пробки або гідравлічного тиску (рис. 1.12)

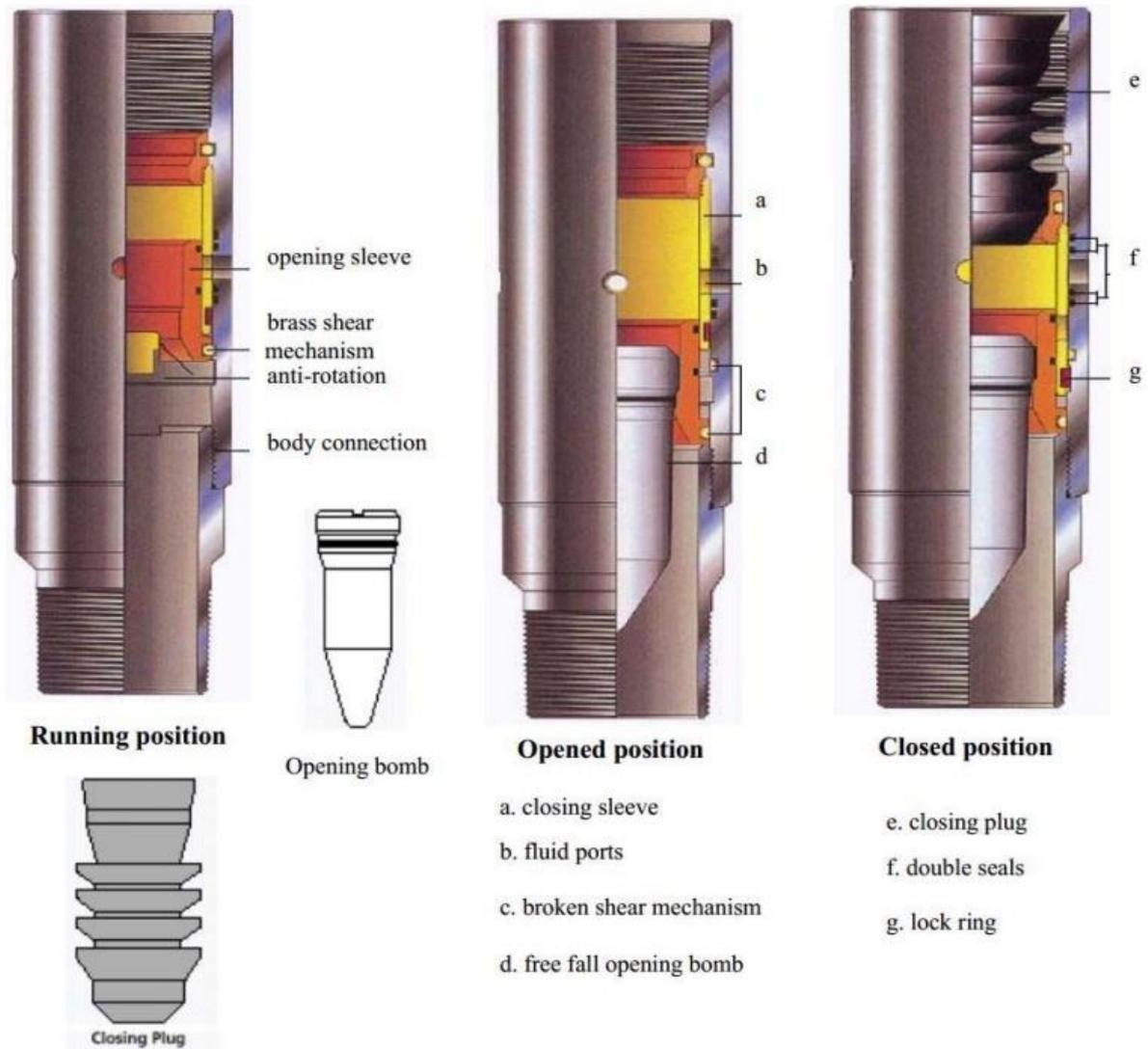


Рис. 1.12. Муфта східчастого цементування

Цей метод використовується без обмеження кількості стадій, і пробки не засвердлюються повторно. Разом з клапаном ступінчастого цементування також використовується багатоступінчастий пакер, розташований під клапаном ступінчастого цементування, який надувається під час відкриття клапана для мінімізації надлишкового тиску в зоні нижче за клапан ступеня [2].

Цементування обсадної колони з застосуванням муфти або пакера двухступенчатого цементування здійснюється з метою запобігання поглинань при цементуванні експлуатаційних колон і як наслідок – недопідйому тампонажного розчину на задану висоту.

1.3.3 Зворотнє цементування

Спосіб зворотного цементування передбачає перекачування цементного розчину через затрубний простір, витісняючи буровий розчин у стовбурі свердловини через обсадну трубу. Метод спрямований на зниження циркуляційного вібійного тиску, таким чином знижуючи ризик втрат цементного розчину під час цементування та усуваючи необхідність виконання верхніх робіт для завершення процесу цементування.

Основними перевагами методу зворотного цементування є [6, 8, 9]:

- зменшення тиску, прикладеного до пласта під час цементування, оскільки рідина перед цементом має меншу щільність, ніж цемент (нижча ефективна циркулююча щільність);
- мінімізує надлишок цементу, необхідний для цементування, оскільки, коли цементний розчин досягає дна, змішування та перекачування припиняються;
- дозволяє знизити або поетапно керувати завантаженням сповільнювача в цементний розчин і, таким чином, зменшити час очікування цементу;
- верхній цемент у затрубному просторі можна прискорити, щоб скоротити час очікування цементу;
- зменшує час перекачування цементу, оскільки течія відбувається самопливом і не вимагається переміщення.

Основним методом, який використовується, є використання трасера з каротажним інструментом для визначення моменту потрапляння цементу в обсадну колону. Інші способи включають використання бурильної труби для циркуляції обраток через обсадну трубу, якщо використовується маркер або для приведення в дію зворотного клапана при висмикуванні.

На рис. 1.13 показано зворотний процес цементування з використанням трасера та бурильної труби [1, 4, 5, 6].

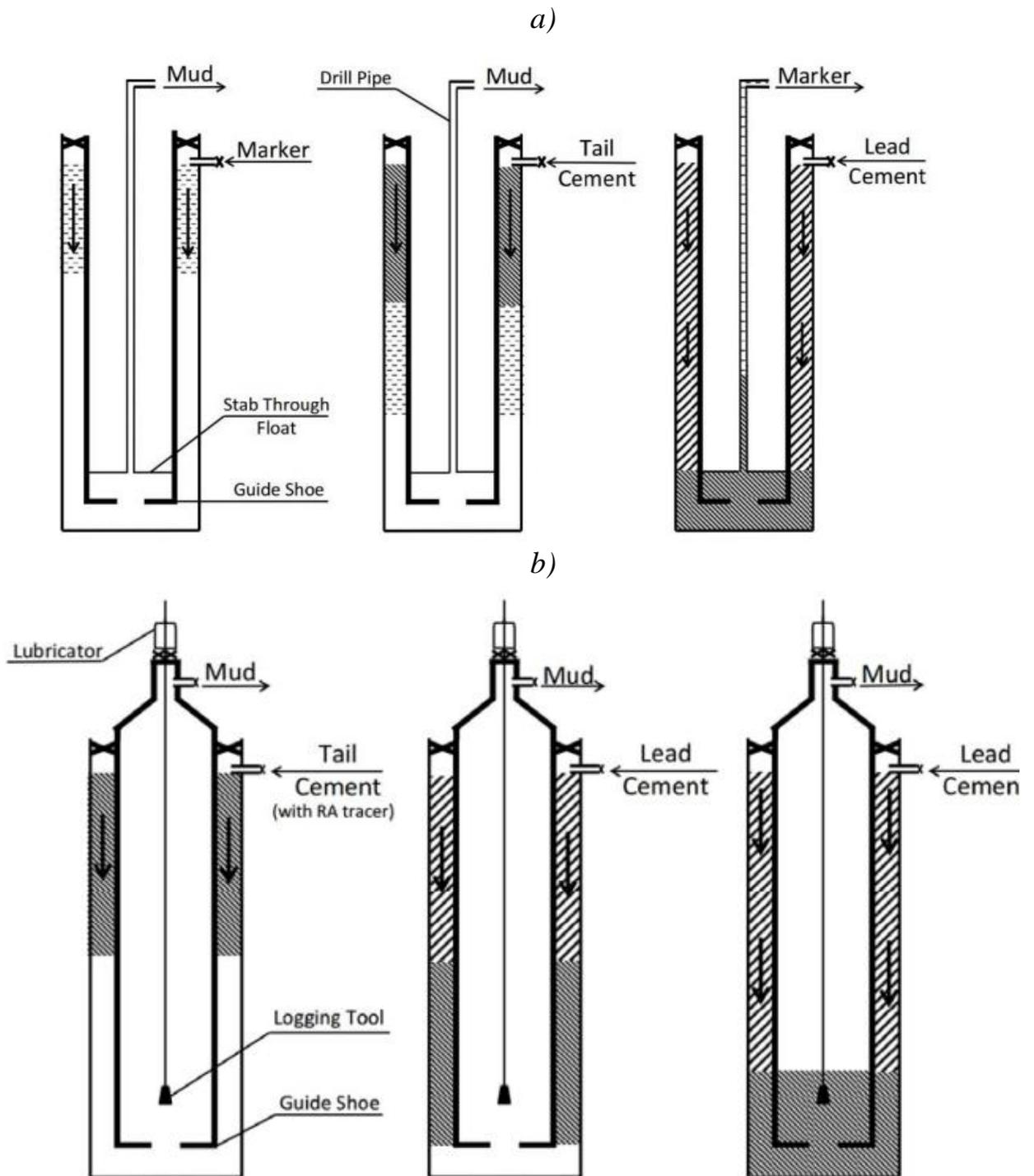


Рис. 1.13. Процес зворотного цементування з використанням: а – бурильних труб [5]; б – трасувальника та каротажу [5]

1.3.4 Манжетне цементування

Манжетне цементування обсадної колони застосовують за потреби попередити забруднення привибійної зони пласта (ПЗП) цементним розчином або в тому випадку, коли нижня ділянка обсадної колони спущена у вигляді фільтра і не цементується.

Найчастіше манжетне цементування здійснюють із застосуванням цементувальної муфти МСЦ або пакеру ПДМ. Манжета (резино-металева, брезенто-металева) або пакер ПДМ встановлюються над покрівлею продуктивного пласта служать для запобігання осадження тампонажного розчину. Різновид цього способу – селективно-манжетне цементування.

Спосіб селективно-манжетного цементування є високотехнологічною альтернативою цементуванню свердловин з використанням спеціальної комплексної оснастки експлуатаційної колони, що створює обвідний кільцевий канал в зоні продуктивного пласта і тим самим виключає контакт останнього з розчином тампонажним. Цим способом можна цементувати всі інтервали заколонного простору свердловини, що підлягають ізоляції від продуктивного пласта, при цьому захистити продуктивний пласт і від практично значущого контакту з тампонажним розчином, і від надходження фільтрату з стовпа вищерозташованого тампонажних сумішей. Процес селективно-манжетного цементування становить три основні послідовно здійснювані ступені, що реалізуються наведеною технологічною схемою: роз'єднання пласта (експлуатаційного об'єкта) від нижчих пластів-колекторів; роз'єднання пласта (експлуатаційного об'єкта) від вищерозташованого заколоного простору пакером та подальша підготовка до манжетного цементування; манжетне цементування свердловини над пластом (експлуатаційним об'єктом). Цементування здійснюється спільним використанням спеціальних прохідних цементувальних муфт типу МЦП та заколоного прохідного гідравлічного пакеру типу ППГУ. Недостатня надійність спрацьовування цементувальних пакерів і муфт стримує широке використання манжетного способу цементування обсадних колон. Крім того, часто спостерігається відсутність цементу в інтервалі стикування нижнього та верхнього ступенів, що знижує якість кріплення свердловин.

1.3.5 Цементування зустрічним потоком

Цементування зустрічним потоком використовується при наявності в розрізі свердловини проникних відкладень з низьким градієнтом пластового тиску.

Цементування зустрічними потоками проходить у 3 – 4 етапи:

- закачка розчину в колону і в затрубний простір (від башмака до подошви поглинаючого пласта). Заповнюється тампонажним розчином через башмак колони в тому ж порядку, як і при одноступеневому прямому методі цементування;

- друга частина тампонажного розчину для цементування ділянки колони від пласта, що поглинає, до гирла свердловини закачується в затрубний простір з гирла. При цьому буровий розчин витісняється в пласт, що поглинає. У першу порцію цієї частини тампонажного розчину можуть вводити інертні наповнювачі, що знижують поглинаючу можливість пласта. У цьому випадку, якщо планується вести процес без розриву в часі, порядок закачування розчинів розраховують так, щоб тампонажні розчини першого і другого ступенів зустрілися в затрубному просторі на рівні пласта, що поглинає;

- продавка цементного розчину в поглинаючий пласт;

- промивання технологічної колони.

Цей спосіб цементування актуальний при наявності неізольованих зон поглинання високої інтенсивності (очікується поглинання тампонажного розчину при перепаді рівному різниці значень гідростатичного тиску стовбура тампонажного і бурового розчину).

Таким чином, процес вибору способу цементування нафтогазової свердловини залежить від великої кількості факторів і є одним із найбільш важливих етапів проектування та спорудження свердловини. Тому у разі вибору максимально вірного способу цементування і відповідно вірне виконання всіх

технологічних операцій суттєво підвищує надійність нафтогазових свердловин різної траєкторії, в т.ч. багатовибійних і багатостовбурних, на значних глибинах у складних геолого-технічних умовах.

1.4 Аналіз видів сучасної наземної техніки для цементування нафтогазових свердловин

Для забезпечення процесу цементування складається план, в якому вказуються обсяги всіх рідин, що закачуються в свердловину, їх склад, порядок приготування і параметри, режими закачування розчинів, кількість і типи цементувального обладнання, схема його обв'язки.

До устаткування, необхідного для цементування свердловин, відносяться: цементувальні агрегати, цементно-змішувальні машини, цементувальні головки, заливальні пробки й інше дрібне устаткування (крани високого тиску, пристрої для розподілу розчину, гнучкі металеві шланги і т. п.).

Цементувальні агрегати (ЦА) призначені для приготування, нагнітання і продавлювання тампонажних та інших розчинів у свердловину, для промивання свердловин, оброблення привибійної зони пласта у свердловинах, опресування труб та обладнання, гідророзриву пластів.

До складу цементувальної установки входять:

- монтажна платформа: у більшості випадків ЦА – самохідні, які монтуються на шасі вантажних автомобілів (Камаз, Урал, Краз, Маз та багато іноземних марок). Для проведення робіт у складних природних умовах виготовляються спеціальні агрегати на санях, блоках або на гусеничному шасі;
- двигун, трансмісія та насоси: потужний бензиновий або електричний двигун, з'єднаний із трансмісією, забезпечує механічну енергію грязьовим насосам і водяним насосам, а також мішалці;

- система змішування: резервуари для води та суспензії збираються в резервуарі для змішування, а потім розподіляються через вихідні отвори пристрою та шланги за допомогою насосів. Система очищення видаляє залишки шламу;

- система керування: оператор має встановлені на панелі елементи керування для регулювання витрати, щільності суспензії та інших параметрів агрегату. Багато пристроїв включають датчики для моніторингу роботи.

Застосовуються цементувальні агрегати ЦА-320М, ЦА-320А, 3ЦА-400А, УНБ-160-40, АС-400М1 і 5ЦА-320. Цементувальний агрегат 5ЦА-320 може монтуватись на рамі для транспортування гелікоптером, на санях для транспортування тягачем, на причепі з гусеницями (5ЦА-320ГБ) та для транспортування по заболоченій території трактором С-100Б. На рис. 1.16 проілюстровано цементний агрегат УНБ-160-40.

Спеціальні цементно-змішувальні машини призначені для приготування цементних розчинів при цементуванні свердловин, різних сумішей, що тампонуєть; вони можуть бути використані для приготування з глинопорошків нормальних та обтяжених бурових розчинів. При використанні цих машин механізуються трудомісткі роботи, підвищується якість і стабільність розчинів, що готуються, що в свою чергу знижує втрати цементу і значно підвищує комфортність умов праці робочого персоналу [6]. На рис. 1.17 зображено цементно-змішувальну машину УС6-30Н.

Відповідно до призначення та характеру роботи змішувальні машини монтуються на автомобілях різних марок або автопричепках. Для проведення робіт у складних природних умовах використовують сані або гусеничні шасі. Основними вузлами змішувальної машини є бункер, вантажно-розвантажувальний механізм та змішувальний пристрій для приготування розчинів.

Маніфольд являє собою систему, що складається з всмоктувального та запірною трубопроводів (рис. 1.18).

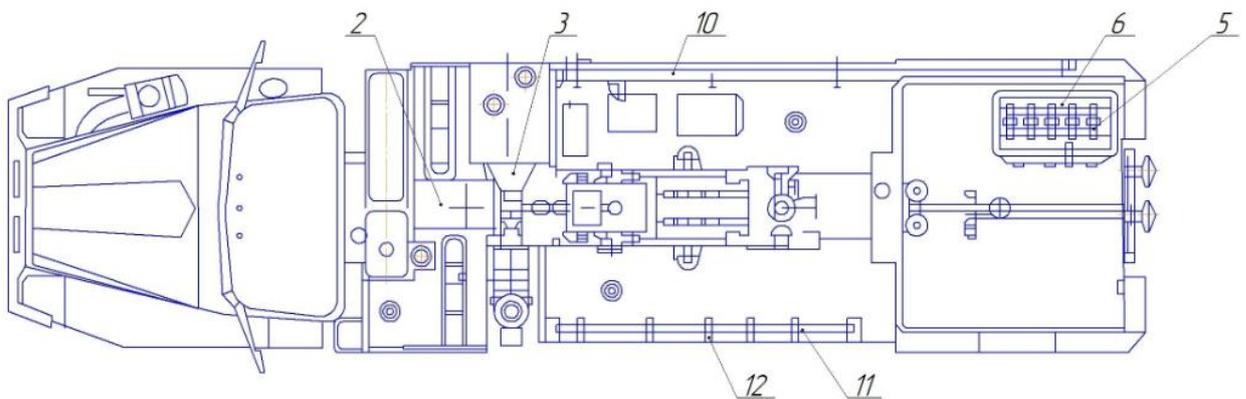
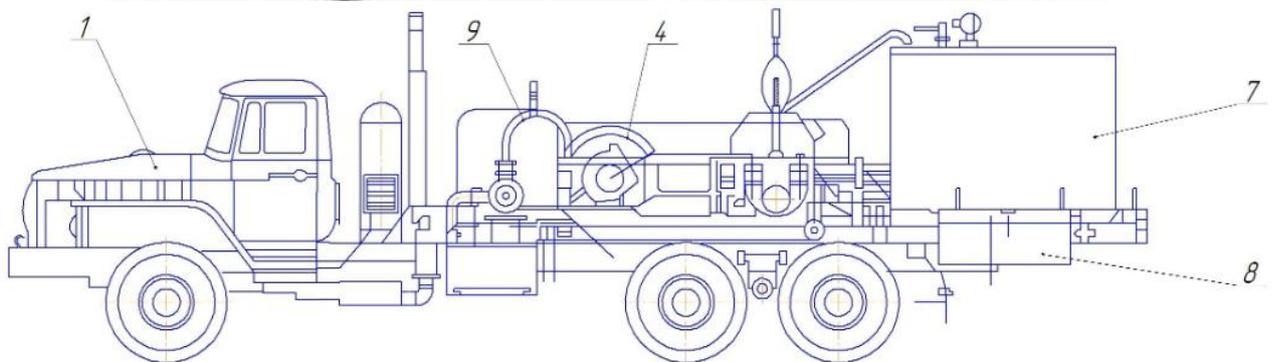


Рис.1.16. Схема цементованого агрегату УНБ-160-40: 1 – шасі автомобіля (Камаз, Урал); 2 – редуктор, коробка відбору потужності; 3 – блок водоподаючий з відцентровим насосом; 4 – насос НЦ-320; 5 – коліно шарнірне; 6 – коліно шарнірне здвоєне; 7 – бак мірний із донними клапанами; 8 – бачок цементний; 9 – маніфольд; 10,11, 12 – трубопроводи

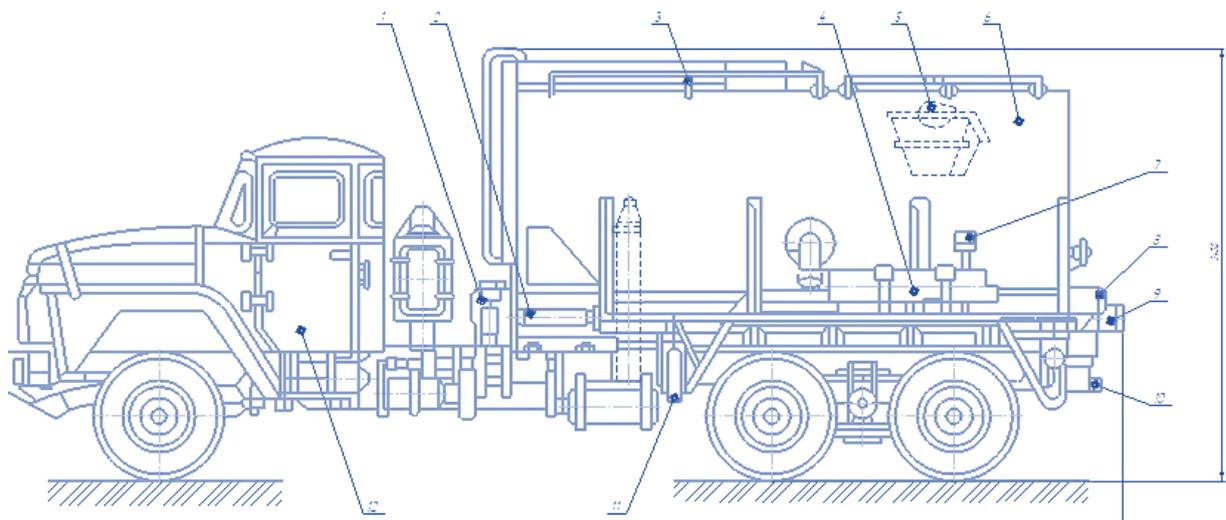


Рис 1.17. Схема змішувальної установки УС6 - 30Н: 1 – коробка відбору потужності; 2 – карданні вали; 3 – привід завантажувального шнека; 4 – завантажувальний шнек; 5 – завантажувальна вирва; 6 – бункер; 7 – вібратор; 8 – приймальна камера; 9 – дозувальні шнеки; 10 - змішувальний пристрій; 11 – домкрати; 12 – автошасі

Принцип роботи пристрою полягає в заборі рідини як із зовнішніх джерел, так і з мірного бака, і подачі в свердловину під високим тиском. Маніфольд виготовляється із зносостійкого матеріалу за певною схемою та вимогами з розрахунком на високий тиск. Пульт керування агрегатом знаходиться у кабіні. Напірна лінія оснащена датчиком тиску, запобіжним клапаном, манометром.

Блок маніфольду БМ призначені для об'язування насосних установок між собою та з гирловим обладнанням при нагнітанні рідини у свердловину у процесі цементування, при гідравлічному розриві пласта, при гідропіскоструменевої

перфорації та інших промивно-продавочних робіт у свердловині. Кожен блок маніфольду складається з напірного та приймально-роздавального колекторів, комплекту труб з шарнірними з'єднаннями та підйомною стрілою.

При використанні БМ можна виділити кілька переваг:

- зниження кількості операцій зі складання та розбирання маніфольдів від ЦА, що у свою чергу веде до економії часу цементування;
- можливість оперативно змінити ЦА за допомогою крана високого тиску (КВД), якщо інший вийшов з ладу [6].

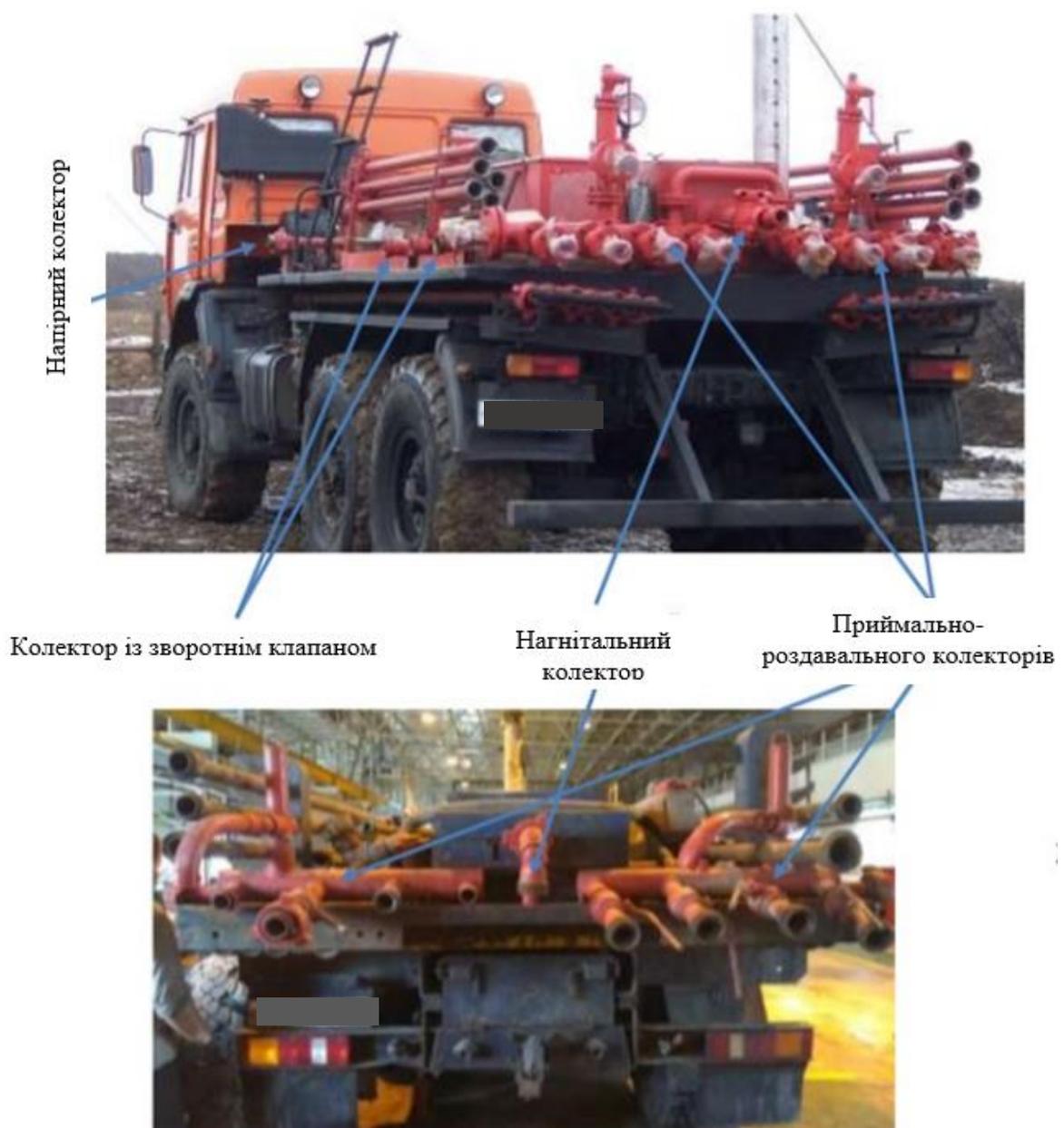


Рис. 1.18. Блока маніфольду

Посередницькі установки призначені для приготування бурових та тампонажних розчинів, а також інших технологічних рідин для буріння та ремонту свердловин (рис. 1.19).

Переваги застосування:

- підвищується якість приготовлених тампонажних розчинів, покращуючи однорідність по всьому об'єму;
- зменшується кількість цементувальних агрегатів;
- спрощується схема обв'язування цементувального обладнання та підвищується оперативність управління процесом;
- виключаються втрати цементу та цементного розчину.



Рис. 1.19. Установка змішувальна посередницька УСО - 20P1

Можуть бути також використані для приготування буферних складів та рідин замішування.

Система контролю та управління процесом цементування (СКЦ) забезпечує безперервний контроль та реєстрацію параметрів на вході в свердловину в потоці (рис. 1.20). Система контролю (лабораторія) найчастіше розташована у закритому герметичному кузові на шасі автомобіля. Кузов лабораторії розділений на два

відсіки: приміщення з обладнаними робочими місцями оператора та керівників операції цементування та приміщення для відпочинку персоналу [13].

Функціональність: отримання та систематизація даних; видача рекомендацій щодо коригування технологічного процесу, щоб уникнути ускладнення та аварії; контроль параметрів процесу цементування.

У сучасному світі існує велика різноманітність варіантів схем обв'язування цементувальної техніки, вибір яких зумовлено: специфікою геолого-технічних умов; конструкцією свердловини; обраного способу цементування та використовуваного тампонажного матеріалу (тампонажних систем).



Рис. 1.20. Станція контролю цементування (СКЦ)

Відмінність схем обв'язок полягає:

- у розрахунковій кількості цементувальних агрегатів і цементно-змішувальних машин для кожної технологічної схеми;
- у використанні вузькоспеціалізованих пристроїв або механізмів, за допомогою яких механізується робочий процес.

Схема обв'язки цементувальної техніки із застосуванням УНП2 – 320×40 («котопес») зображена на рис. 1.21 [7, 8].

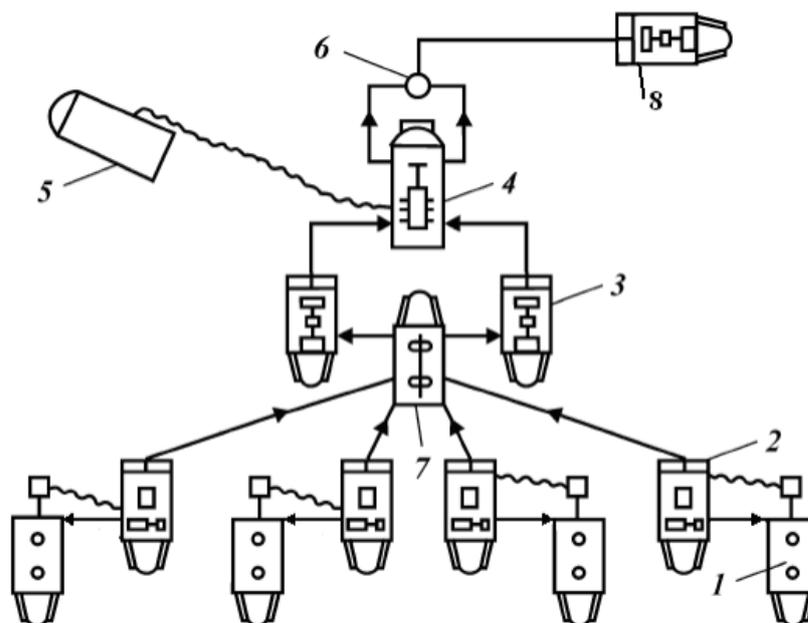


Рис. 1.21. Схема обв'язування цементувальної техніки: 1 – цементозмішувальні машини; 2 - цементувальні агрегати, що у приготуванні цементного розчину; 3 - цементувальні агрегати, що у закачуванні цементного розчину в обсадну колону; 4 – блок маніфольду; 5 – станція контролю цементування; 6 – цементувальна головка; 7 – зосереджувальна ємність; 8 - цементувальний агрегат для висування розділової пробки із цементувальної головки та посадки її на «стоп» кільце

1.5 Висновки до розділу 1

Із аналізу сучасного обладнання та технологій кріплення нафтогазових свердловин можна зробити наступні висновки.

1 Кріплення свердловин є складною інженерною задачею, що вимагає пильної уваги на всіх етапах будівництва свердловин. Забезпечення якісного кріплення свердловин дозволяє збільшити довговічність свердловин і термін видобутку безводної продукції.

2 У промислових масштабах застосовують способи цементування за прямою схемою. Якщо через башмак обсадної колони в затрубний простір продавлюють весь тампонажний розчин, спосіб називається одноступінчастим цементуванням. Якщо обсадна колона на різних рівнях оснащена додатковими пристосуваннями (муфтами, пакерами), що дозволяють подавати тампонажний розчин в затрубний простір по інтервально на різній глибині, спосіб цементування називається багатоступінчастим. Іноді виникає необхідність не допустити

проникнення тампонажного розчину в нижню частину обсадної колони, розташовану в інтервалі продуктивного пласта, тоді цей інтервал в затрубний просторі ізолюється манжетою, установлені на обсадній колоні, і сам спосіб цементування називається манжетним.

3 Поточний стан техніки та технологій повинен забезпечувати безаварійне цементування, тому необхідно постійно вдосконалювати цей процес.

4 При плануванні роботи з кріплення свердловини необхідно брати до уваги всі можливі критичні фактори та ускладнення.

Тому за мету даної наукової роботи поставлено обґрунтування сучасних технологічних і конструктивних рішень кріплення глибоких (понад 5000 м) нафтогазових свердловин в складних геолого-технічних умовах для підвищення їх експлуатаційної надійності.

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

- проаналізувати сучасне обладнання та технології кріплення глибоких нафтогазових свердловин і виявити особливості впливу складних геолого-технічних умов на даний процес;
- визначити вплив неякісного кріплення на експлуатаційну надійність свердловини;
- обґрунтувати види цементного розчину для досягнення необхідних його властивостей для відповідних геолого-технічних умов та особливостей конструкції свердловини з метою проведення безаварійних операцій тампонування затрубного простору;
- обґрунтувати види цементного розчину для досягнення необхідних властивостей цементного каменю;
- запровадити результати досліджень щодо вибору техніку, оснащення, технології кріплення глибокої нафтогазової свердловини на одному з родовищ України.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ХАРАКТЕРНИХ УСКЛАДНЕНЬ І АВАРІЙ ПРИ КРІПЛЕННІ СВЕРДЛОВИН

2.1. Оцінювання характерних ускладнень та аварій під час спуску обсадних КОЛОН

При спуску обсадних колон можуть відбуватися наступні ускладнення: прихоплення обсадної колони, зминання і навіть прорізання стінок обсадних труб, обриви обсадних труб, поглинання бурового розчину, флюїдопроявлення та інші ускладнення й аварії.

Прихоплення обсадної колони при спуску її в свердловину можливі у разі виникнення осипів та обвалів гірських порід, через прилипання колони до стінки свердловини, заклинювання в жолобах, місцях викривлень стовбура свердловини, сторонніми предметами. Профілактичні заходи щодо попередження прихватів обсадної колони: ретельно підготовувати стовбур свердловини (проробка, шаблонування, закріплення стінок свердловини), введення в буровий розчин змащувальних добавок, використання центраторів, турболізаторів.

Обриви обсадної колони при спуску в свердловину можуть відбуватися як по тілу труб, так і в місцях їх з'єднань між собою (зрив різьблення, руйнування зварного шва). Причинами можуть бути заводські дефекти, помилки у розрахунках міцності, порушення режиму спуску колони. Для запобігання обривам обсадних колон повинна проводитися підготовка та перевірки обсадних труб та їх з'єднань на поверхні перед їх спуском.

Поглинання бурового розчину можливі при недостатній підготовленості стовбура свердловини до спуску колони через порушення режиму (швидкості) спуску, при відхиленні параметрів розчину від заданих (підвищена щільність і в'язкість розчину). Для запобігання поглинанням необхідно усунути причини, що їх викликають.

В роботі [13], досліджуючи проблему аварій з обсадними колонами, можна підсумувати, що пошкодження колон найчастіше спостерігається: в інтервалах, які ускладнені кавернами; під дією зовнішнього тиску, що виникає вище цементного кільця внаслідок обвалювання порід; при великій різниці між діаметрами свердловини і обсадної колони; через наявність у розрізах свердловин горизонтів глин, пружно-пластичний стан яких із часом суттєво змінюється, що призводить до зростання гірського тиску на обсадну колону в цій зоні; від одночасної дії горизонтальної і вертикальної сил (складний напружено-деформований стан колони); через суттєвий вплив корозійного фактору на міцність колони і ін.

Для запобігання проявам пластових флюїдів у процесі спуску колони необхідно підтримувати необхідний протитиск на продуктивні пласти та здійснювати проміжні промивання стовбура свердловини. Гирло свердловини має бути обладнане противикидним обладнанням.

2.2. Аналіз ускладнень, які можуть виникнути при очікуванні тужавіння тампонажного розчину

Утворення цементного каменю при твердінні тампонажних розчинів супроводжується складними фізико-хімічними процесами, що залежать від багатьох факторів. Після завершення процесу цементування свердловини тампонажний розчин залишається на час очікування його затвердіння. У цей час у цементному розчині проходять процеси, що визначають структуру цементного каменю, що утворюється.

Під дією сили тяжіння відбувається процес седиментації. Поровий тиск суспензії, що твердіє, знижується до тиску стовпа рідини замішування. Причому темп зниження тиску найвищий на початок схоплювання (протягом 1-5 годин). Рух великих частинок твердої фази супроводжується утворенням вертикальних каналців, які можуть розмиватися висхідним потоком рідини, що витісняється. У міру зниження порового тиску можуть в свердловину надходити високо-рухомі

пластові флюїди з порового простору проникних пластів і рухатися цими каналами. Якщо цементний розчин тривалий час залишається в рідкому стані, цей протипотік частинок цементу вниз і рідини (газу) розмиває вгору цементне тісто, відбувається його суфозія. Утворені канали в цементному камені можуть згодом стати причиною міжпластових перетоків і грифонів (вихід пластового флюїду на поверхню). Якщо ж у свердловині є високопроникні різнонапірні пласти, розташовані на невеликій відстані (5-7 м) один від одного, то можливе повне вимивання цього інтервалу цементного розчину і заміна його пластовим флюїдом.

Для попередження седиментації необхідно виконати наступні рекомендації: підвищення тривалості та інтенсивності перемішування тампонажного розчину; застосування цементів з підвищеною питомою поверхнею частинок; введення в тампонажний розчин структуро-утворювальних добавок; зменшення водоцементного відношення.

В процесі цементування та очікування тужавіння тампонажного розчину може відбуватися його поглинання. Це є наслідком виникнення надмірно високих тисків на стінки свердловини під час цементування.

Може бути кілька причин небезпечно високого підвищення тиску: неправильний вибір величини щільності тампонажного розчину без урахування індексів тиску поглинання, гідродинамічних тисків під час руху в заклонному просторі та висоти інтервалу цементування; неправильний вибір режиму та способу цементування, без урахування тих самих факторів; гідродинамічний тиск, особливо при турбулентному режимі течії, збільшується зі зростанням швидкості; при неправильному виборі швидкості руху сумарний тиск у колонному просторі може перевищити тиск поглинання найслабших порід; зневоднення тампонажного розчину в інтервалі, складеному проникними породами; одностороннє просування тампонажного розчину по широкій частині поперечного перерізу колонного простору; передчасне загущення та схоплювання тампонажного розчину внаслідок неправильного вибору складу його, порушення заданої рецептури при приготуванні, значного збільшення терміну цементування порівняно з

розрахунковим, стосовно якого розроблена рецептура, або сильного зневоднення при контакті з проникними породами.

При твердінні цементу відбувається так звана «усадка» цементного каменю. Це явище призводить до утворення зазорів на контакті цементного каменю частіше зі стінками свердловин, рідше з обсадною колоною.

Наявність кірок, плівок на стінках свердловини та обсадній колоні також знижує, а іноді й не дає можливості сформуватися контакту цементного каменю з цими поверхнями. Крім того, наявність глинистих кірок в інтервалах щільних порід може призвести до утворення зазорів на контакті з цементним каменем.

Крім того, наявність каналів у затрубному просторі створює умови корозійного ураження тампонажного каменю, так і тіла обсадних труб.

Всі ці процеси в цементному розчині, що твердне, відбуваються не миттєво, а в часі. Тому, чим менш тривалий час цементний розчин залишатиметься в рідкому стані, тим меншою мірою виявлятимуться перелічені деструктивні процеси, що погіршують ізолюючі (тампонуєчі) властивості тампонажних матеріалів. Наявність структуро утворюючих, що розширюються, добавок у складі матеріалів знижують або усувають повністю прояви суфозії та контракції цементного розчину – каменю.

В результаті проведених досліджень можна виділити сновні ускладнення під час цементування свердловин: поглинання тампонажного розчину та промивної рідини; різке підвищення тиску в період витіснення тампонажного розчину з обсадної колоні; флюїдопрояви; газоутворення і перетікання через заколоний простір, найчастіше в період схоплювання та твердіння тампонажного розчину; не повне заповнення заданого інтервалу; оголення башмака обсадної колоні.

2.3. Вплив неякісного кріпленні нафтогазових свердловин на їх експлуатаційну надійність

Аналіз ускладнень характерних при експлуатації нафтогазових свердловин показує [11, 12], що: близько 38% свердловин містить обводнену продукцію; 29%

ускладнень пов'язані з поглинанням тампонажного розчину як наслідок недопідйому цементного розчину; виникненням міжколонних та за колонних перетоків газу, нафти, води, (утворенням каналів для міграції пластового флюїду) близько 15-25%; флюїдопрояви – 5%; 5-13% пов'язані з недоспуском колон.

На рисунку 2.1 представлено шляхи міграції пластового флюїду, які можуть виникнути під час або після операції цементування.

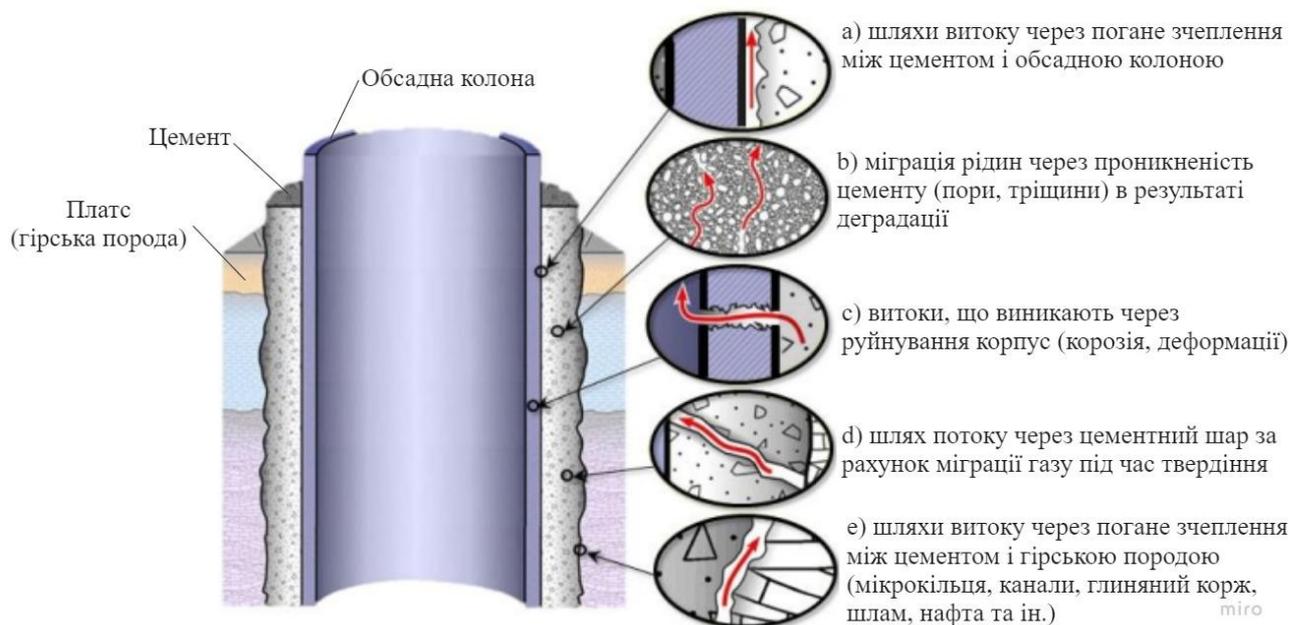


Рис. 2.1. Шляхи міграція пластового флюїду при неякісному цементуванні

Неякісне цементування обсадної колони може виникнути внаслідок ускладнень, що виникають у процесі цементування свердловини.

Ускладнення залежать від багатьох факторів.

Природна група факторів: характеристики гірських порід (пористість, проникність, вологість, міцність); характер й умови залягання порід (кута нашарування, ступінь дефектності, неоднорідності, тріщинуватості, шаруватості, перем'ятості); наявність інших геологічних факторів (тектонічних сил; порушень; аномально високих пластових тисків, що призводять до викидів і гірських ударів).

Техніко-технологічні фактори: стан стовбура свердловини (інтервали флюїдопроявів та поглинань, кавернозність, товщина фільтраційної кірки);

конструкція обсадної колони та склад технологічного оснащення (величина зазору, довжина та діаметр колон, розстановка технологічного оснащення); тампонажні матеріали (склад, фізико-механічні властивості; корозійна стійкість тампонажного розчину (каменю); технологічні параметри цементування (обсяг і вид буферної рідини, швидкість висхідного потоку, співвідношення між реологічними показниками і щільністю рідини, що витісняє і витісняє, походження і обертання колон); дія температур (зростання температури до 75⁰С забезпечує збільшення міцності цементного каменю, збільшення температури до 110⁰С призводить до зниження міцності з одночасним збільшенням проникності цементного каменю).

Організаційні фактори: рівень технічної оснащеності процесу цементування; інженерно-технічна підготовленість виконавців (членів тампонажної бригади); ступінь відповідності технологічного регламенту (порушення організації процесу спуску експлуатаційної колони, поставок на бурову неякісних труб, неточний розрахунок експлуатаційної колони, несвоєчасний долив промивної рідини при спуску колони); ступінь надійності цементувальної схеми; неправильний вибір профілактичних заходів і способів ліквідації ускладнень.

Міжколонні та заколонні перетікання флюїдів сприяють ускладненню роботи свердловин при видобутку нафти та газу та є головними факторами зниження продуктивності та експлуатаційної надійності. Незадовільна якість кріплення обсадних колон є однією з основних причин виникнення нафтогазових викидів, що призводять до серйозних аварій. Відновлення герметичності заколоного простору потребує значних витрат.

Аварії через невдале цементування: недопідйом тампонажного розчину в затрубному просторі до необхідного рівня; залишення в обсадній колоні тампонажного розчину, для видалення якого потрібні додаткові роботи; прихват затверділим цементним розчином колони бурильних труб, на яких спускався хвостовик.

Якщо недопідйом розчину або недоспуск колон у цілому пов'язаний з порушенням технологічного регламенту при кріпленні, то міжпластові перетікання та флюїдопрояви вимагають зміни технології кріплення свердловин та

застосування інших тампонажних матеріалів, підвищення якості геофізичного дослідження свердловин.

Висока якість герметизації нафтових та газових свердловин, зниження міжпластових перетікань залишаються найважливішою умовою їх ефективного використання. Герметизуючі склади та пристрої, що застосовуються при цьому, повинні дозволяти безаварійно проводити різні роботи в свердловині та забезпечувати виконання технічних, екологічних та економічних вимог [5, 6].

Неякісне цементування свердловин призводить до скорочення терміну їхньої служби, вимагає великих витрат для проведення ремонтних робіт з роз'єднання пластів, може призвести до загибелі свердловини і навіть родовища [1]. Тому до організації та проведення цементування слід підходити з усією серйозністю та відповідальністю [2].

2.4. Висновки до розділу 2

За результатами оцінювання характерних ускладнень і аварій при кріпленні свердловин можливо зробити наступні висновки.

1. При плануванні роботи з кріплення свердловини необхідно брати до уваги всі можливі критичні фактори та ускладнення. Неякісне цементування свердловин призводить до скорочення терміну їхньої служби, вимагає великих витрат для проведення ремонтних робіт з роз'єднання пластів, а також може призвести до загибелі свердловини і навіть родовища.

2. При спуску обсадних колон можуть відбуватися наступні ускладнення: прихоплення обсадної колони, зминання і навіть прорізання стінок обсадних труб, обриви обсадних труб, поглинання бурового розчину, флюїдопроявлення та інші ускладнення й аварії. Основними способами попередження даних ускладнень є підготовка свердловини до процесу спуску обсадної колони і виконання робіт у відповідності із грамотно розробленим проектом.

3. Основні ускладнення під час цементування свердловин: поглинання тампонажного розчину та промивної рідини; різке підвищення тиску в період

витіснення тампонажного розчину з обсадної колони; флюїдопрояви; газоутворення і перетікання через заколоний простір, найчастіше в період схоплювання та твердіння тампонажного розчину; не повне заповнення заданого інтервалу; оголення башмака колони. Основними способами попередження даних ускладнень є керування параметрами тампонажних розчинів та цементного каменю для різних гірничих і геологічних умов.

4. Якісне проведення кріплення свердловини в різних умовах забезпечить безаварійне продовження спорудження свердловини та її експлуатації.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ БЕЗАВАРІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

3.1 Критичні фактори, які слід враховувати під час проектування кріплення свердловини

При плануванні робіт з кріплення необхідно брати до уваги всі можливі ускладнення у свердловині для того, щоб мінімізувати ризики та продумати шляхи та способи реагування у разі виникнення нештатних ситуацій та відхилень від проектного плану робіт. До них відносяться: недопуск обсадної колони до проектної позначки, обрив та прихват обсадної колони, наявність обвалів стінки свердловини, зон поглинання, звуження та викривлення стовбура, сальниково- та жолобоутворення, активне нафто-і газопрояв пластів, високі температури на вибої свердловини, недопідйом тампонажного розчину в затрубному просторі до необхідного рівня, надмірно високий тиск на стінках свердловини під час цементування, седиментація та ін.

Згідно джерел [38] необхідно обмежити швидкість закачування при цементуванні та підібрати оптимальний час тужавіння цементного розчину при певних температурах на вибої свердловини. Обмеження швидкості закачування можуть бути пов'язані з високою еквівалентною циркуляційною щільністю бурового розчину та низькими значеннями градієнта гідравлічного розриву пласта. Важливо передбачити застосування добавок, що кольматують, в цементний розчин за наявності потенційних зон поглинання і можливої втрати циркуляції під час цементування.

При оцінці стану свердловини інженери Schlumberger [38] враховують такі аспекти: властивості рідкого цементного розчину необхідні для ефективного і

безпечного закачування в за колонний простір та параметри цементного каменю в довгостроковій перспективі. Важливо розуміти літологію породи в тій ділянці відкритого стовбура, де планується розміщення цементного розчину, так як це має великий вплив на форму свердловини, стабільність її стінок, наявність зон, що проникаються, так само наявність зон зі зниженими тисками пласта.

Рідини для цементування підбираються таким чином, щоб замінити буровий розчин, зберігаючи при цьому контроль над свердловиною щодо гідростатичного тиску, реологічних параметрів, водовіддачі, стабільності, а також для запобігання можливої міграції будь-якого пластового флюїду, включаючи газ.

Після затвердіння цементний камінь повинен бути стійким до навантаження викликаного наступними операціями такими як введення свердловини в експлуатацію шляхом перфорацій, інтенсифікації видобутку нафти і протягом усього терміну експлуатації свердловини.

Проектування технології чи рецептури тампонажних розчинів здійснюється на підставі параметрів свердловинних умов, ускладнень у ній (обвали стовбура свердловини та інтервали з потенційним поглинанням, активні водоносні пласти та пласти з потенційними нафто- та газопроявами) та навантажень на колону.

Інженери Halliburton [38] при розробці проєкту робіт із цементування визначають:

1. температурний режим свердловини в статичних умовах;
2. зміну властивостей цементного розчину під дією високих температур (реологічні властивості, час збереження прокачування, час набору міцності);
3. реакцію свердловини (прояв або початок прийомистості). Її можна встановити за літологічними даними, що визначають типи порід та можливі пластові флюїди, за профілями тиску розриву пласта, а також геометрії стовбура та обсадної колони.

Один з найважливіших аспектів у плануванні процесу цементажу є досягнення належного витіснення бурового розчину щоб цементний розчин рівномірно заповнив затрубний простір. Тому важливим також є підбір типу і

кількості центраторів та їх встановлення на обсадні труби. Коли підбрано оптимальний варіант центрації обсадної колони, необхідно дотримуватися стратегії заміщення бурового розчину, яка ґрунтується на реологічних параметрах та щільності в комбінації зі швидкістю продавки, зберігаючи ієрархію реологій між витісняючими та розчинами, що витісняються.

Більшість газонафтоводопроявів виникає в перші вісім годин очікування тужавіння цементу. Зниження ізолюючої здатності цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини, переважно, викликано недостатньою термо-корозійною стійкістю тампонажного каменя у відповідних умовах. Тому виникає необхідність створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом очікування твердіння цементу. Однією з найнебезпечніших з точки зору виникання газонафтоводопроявів і перетікань є початкова стадія очікування твердіння цементу. В цей період часу, коли цементний камінь подібний до проникної матриці з продуктів гідратації, поровий простір якої заповнений вільною водою, створюються найбільш сприятливі умови для фільтрації крізь нього пластового флюїду. Це може стати причиною суфозійного каналоутворення. З метою недопущення перетікань - досягати оптимального розподілу тиску шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння. У вітчизняній практиці цементування при довжині нижньої секції обсадної колони, яка перебиває флюїдонасичені горизонти, більшої ніж 400 м передбачається диференціювання термінів тужавіння порцій тампонажного розчину по висоті стовпа таким чином, щоб початок тужавіння нижньої порції був на 2 – 3 години меншим, ніж верхньої.

3.2 Аналіз рішень проблем цементування для високотемпературних свердловин, свердловин високого тиску і з агресивним середовищем

Ускладнений стан стовбура свердловини (наявність каверн, звужень, зон поглинання, глиниста кірка на стінках свердловини та ін.), як описано в попередніх розділах, погіршує якість цементування. Для повнішої підготовки стовбура свердловини до цементування необхідно проводити його опрацювання, дослідити його поглинаючу здатність, при необхідності повинні бути попередньо проведені ізоляційні роботи. Глиниста кірка зі стінок свердловини повинна видалятися під час промивань або під час цементування колони з її розходженням.

Використання технологічного оснащення на зовнішній поверхні колони (центратори, турбулізатори, скребки) істотно підвищує якість цементування за рахунок повнішого і рівномірнішого заміщення бурового розчину в кавернах, місцях викривлень стовбура свердловини, забезпечує підвищення щільності контакту цементного каменю зі стінками свердловини.

Правильний вибір типу та регулювання властивостей тампонажного розчину-каменю також підвищують якість кріплення свердловин. Найбільш важливе значення для ізолюючої здатності цементного каменю мають відповідність тампонажного матеріалу температурним умовам свердловини, стійкістю корозійної каменю у відповідних агресивних середовищах.

Підвищенню якості цементування сприяє застосування розчинів, які після завершення цементування швидко (протягом 20-40 хв) тужавіють і схоплюються. У цьому випадку в цементному розчині не відбуваються процеси седиментації, суффозії та усадки. Іноді для досягнення цієї мети тампонажний розчин не відразу після замішування закачується в свердловину, а деякий час (1-1,5 год.) переміщується на поверхні в спеціальній ємності.

Перед виконанням цементувальних робіт у свердловині не більше ніж за 5 діб повинен проводитись лабораторний аналіз каменю тампонажного розчину.

Для забезпечення якості цементування обсадних колон грає режим руху тампонажного розчину по затрубному простору в період заміщення бурового

розчину. У похилих та горизонтальних ділянках свердловин заміщення бурового розчину цементним найважче.

Серед нових технологій, які застосовуються у зонах продуктивних пластів для підвищення герметичності роз'єднання, є самовідновлюючі, полегшені, безусадкові цемента та мікроцементи.

Зокрема, компанія Weatherford пропонує [38]:

- газоблокуючі системи CemTite™ для свердловин з газоносними пластами, які запобігають міграцію газу до структури цементу при переході його з рідкого у твердий стан. Такі характеристики досягаються за рахунок хімічних речовин, які забезпечують якісний контроль втрат флюїду та створюють щільну плівку на поверхні розчину;

- полегшені цементні розчини CemLite™ для свердловин із низькими показниками градієнта гідророзриву пласта та можливими поглинаннями;

- еластичні та розширювальні цементні системи, такі як CemPly™ та CemPand™, які актуальні для горизонтальних свердловин з багатостадійним ГРП під час освоєння;

- самозагоюванні системи CemHeal™, які ефективно працюють у свердловинах з аномально високим пластовим тиском (АВПТ) та високими ризиками появи міжколонних перетоків (такі системи використовуються у верхній частині затрубного простору, і в їхньому складі працюють спеціальні добавки, що розширюються при проходженні флюїду через мікротріщини у структурі цементу і тим самим перекривають їх, запобігаючи міжколонні перетікання).

Основним завданням при проектуванні рецептури цементного розчину для високотемпературних свердловин та свердловин з високим тиском є вирішення проблеми втрати міцності цементного каменю при високих температурах та знижена фільтрація цементних розчинів для запобігання проникненню пластових газів та флюїдів у структуру цементного розчину і цементного каменю.

Компанія Schlumberger [38] пропонує самозагоювальну систему FUTUR, яка відновлює цілісність цементного каменю при контакті з вуглеводнями, якщо вона з якихось причин була втрачена. Так само існує еластична цементна система LifeCem™, здатна витримати екстремальні умови протягом всього терміну

експлуатації свердловини включаючи перфорацію, роботи по стимуляції пласта для виклику флюїдів, зміни температури та тисків під час експлуатації і навіть деякі природні явища.

Компанія Schlumberger пропонує спеціально розроблені ситсеми EverCRETE для витримування високих температур в геотермальних свердловинах. Нагнітання системи здатні зберігати цілісність цементного каменю при впливі агресивних пластових флюїдів таких як CO_2 і H_2S . Ці системи ґрунтуються на спроектованих сумішах зі спеціальних добавок, які ретельно скомбіновані і мають властивості, що перевершують звичайний цементний розчин.

Запропоновано спосіб [14] підвищення якості кріплення нафтових та газових свердловин шляхом застосування в'язкопружних систем. Такі системи призначені для максимального очищення відкритого стовбура свердловини від шламу безпосередньо перед цементуванням і поліпшення витіснення бурового розчину тампонажним розчином. Також за допомогою цих систем можна створювати герметизуюче кільце за обсадною колоною, яке здатне виключити проблему міжколонних тисків в обсадженому стовбурі. Традиційно в'язкопружні системи готують на основі високомолекулярних полімерів. Для надання специфічних властивостей у них можуть додатково вводитись різні наповнювачі та добавки. Найбільшого поширення знайшли в'язкопружні системи на основі поліакриламідів з використанням в якості зшивачу сірчаноокислого алюмінію.

Портланд-цемент схильний втрачати міцність у разі змін у фазах при температурі вище 110°C і схильний до впливу CO_2 в рідкому вигляді, а при процесах уловлювання та зберігання CO_2 , а також нагнітанні води, зазвичай має місце первинна корозія. Інша проблема – сульфатна корозія, але класифікація цементів для нафтових родовищ враховує це щодо різних технічних вимог до опору впливу сульфатів для основних класів цементу. Втрату термічної міцності можна контролювати, якщо додати до цементної суміші компоненти кремнію, які не допустять фази дестабілізації при температурі до 300°C . Але збільшивши частку кремнію, можна погіршити властивості цементу, тому доводиться розглядати варіанти без використання портландцементу. Компанія Halliburton пропонує два основних продукти для високих температур без потреби в портланд-цементі. Це

цемент Thermalock™, що не містить портландцемент, і розчин Thermatek, температурно-активований ущільнювач, розроблений, в першу чергу, для ізоляції водоносних горизонтів та встановлення цементних мостів. Цемент Thermalock™ має додаткову перевагу – він не піддається впливу CO₂ і підходить для агресивних середовищ.

3.3 Технології відновлення цементного каменю

Технологія активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger [43] – це технологія первинного цементування, яка використовує самовідновлюючий цемент. Цементний розчин FUTUR після схоплювання при контакті з вуглеводнями здатний самостійно ізолювати мікротріщини та мікрозазори, що збільшує термін експлуатації свердловин та скорочує витрати на їх ремонт.

Застосовується дана технологія у складі полегшеного цементного розчину. При цьому забезпечує ефективне кільцеве ущільнення під тиском і захищає від витоків вуглеводнів. Технологія цементного каменю FUTUR є міцною, надійною і доступним рішенням із високою продуктивністю. Діапазон застосування для щільності (1400 – 1920 кг/ м³) і температури (20⁰ – 198⁰).

Цементний розчин FUTUR формує додатковий бар'єр над резервуаром, реагуючи на втрату герметичності в за колонному просторі у разі порушення цілісності цементного кільця в будь-який момент протягом усього терміну служби свердловини. У разі пошкодження цементного каменю і початку перетікання вуглеводню через тріщини в цементному камені або через мікрозазори, цемент реагує і протягом декількох годин перекриває шляхи перетікання вуглеводнів шляхом відновлення цілісності цементного кільця. Як тільки шляхи перетікання вуглеводнів перекриті, свердловина відновлює свою гідравлічну ізоляцію. Потік вуглеводню (на рис. 3.1 відображено зеленим кольором) активує цементний камінь

FUTUR у будь-який момент, коли цілісність цементного кільця порушена, при цьому потік усувається та відновлюється гідравлічна ізоляція [27].

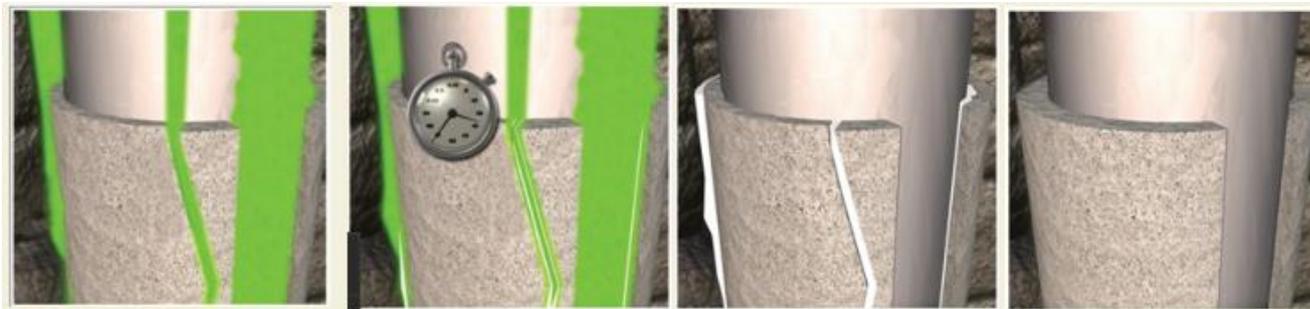


Рис. 3.1. Схема дії цементного каменю FUTUR

Перевагами даної технології є: усування мікрозазорів, тріщин в цементному камені та інших можливих шляхів для перетоків вуглеводню; запобіганні міграції вуглеводню та утворення міжколонних тисків на гирлі; надійна ізоляція за колонного простору, що самовідновлюється; висока адгезія; збільшення терміну служби свердловини; зниження витрат на ремонтно-ізоляційні роботи; зниження витрати на моніторинг стану свердловини.

Тест з перекриття потоку газу проводився при кімнатній температурі та тиску 21 МПа. Початковий тиск було встановлено за допомогою азоту (показано синім кольором рис. 3.2), після чого система була переключена на природний газ. Після закінчення 30 хвилин цемент системи FUTUR зменшив потік газу до малих величин. Традиційний цемент не показав жодних покращень за аналогічних умов.

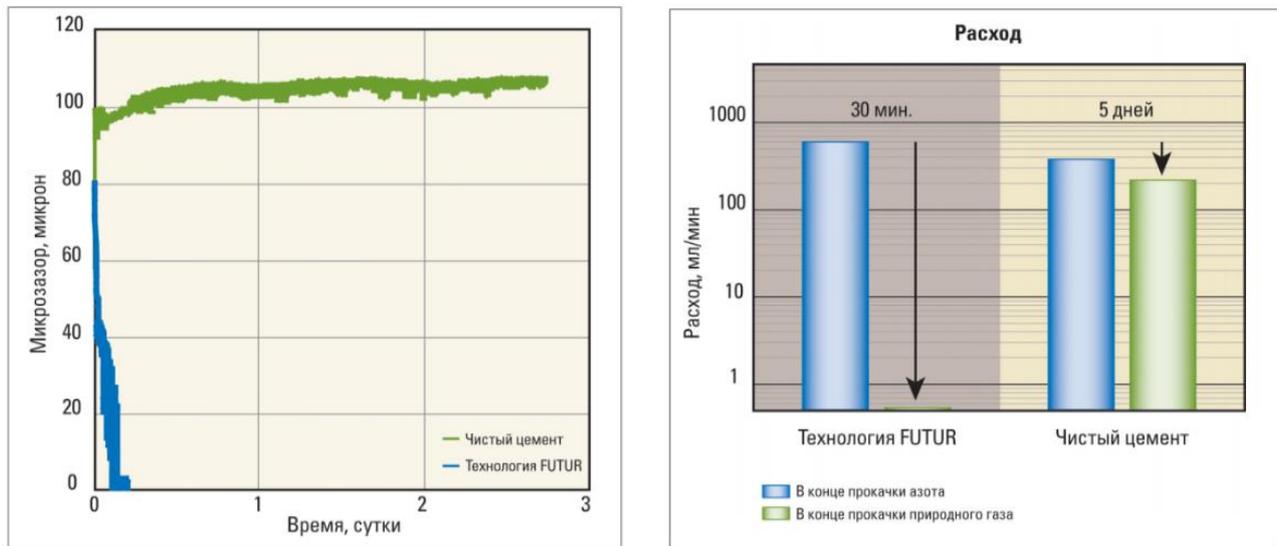


Рис. 3.2 Результаты досліджень якості перекриття потоку газу при перепаді тиску в 21 МПа чистого цементу і системи FUTUR

Для поліпшення розподілу горизонтів даний цементний розчин необхідно розмістити у вигляді двох бар'єрів над ізольованим пластом товщиною не менше 150 м. Активний цементний камінь FUTUR діє як екран, який автоматично реагує при контакті з вуглеводнями, які мігрують до гирла в результаті пошкодження цементного кільця і поверхні початкової ізоляції.

Особливості технологія FUTUR:

- закачується за допомогою стандартного цементувального обладнання;
- цементний камінь у заколонному просторі відновлюється самостійно без необхідності втручання;
- запобігає небажаній міграції вуглеводнів до гирлового обладнання та на поверхню;
- композиція знаходиться в стані спокою в матриці цементного каменю і реагує тільки при контакті з вуглеводнями;
- попереджає можливий негативний вплив на довкілля.

Система CemFIT Heal компанії Schlumberger забезпечує ефективне кільцеве ущільнення під тиском і захищає від витоків вуглеводнів. Діапазон застосування для щільності (1300 – 2080 кг/м³т) і температури (21⁰ – 130⁰). Система CemFIT Heal є технологією зі зниженим впливом, яка мінімізує вуглецевий слід. Згідно з

дослідженнями система CemFIT Heal витримує навантаження в стовбурі свердловини, але, якщо з'являються будь-які дефекти ізоляції, самовідновлюється при контакті з нафтою або газом, незалежно від вмісту метану (рис. 3.3).

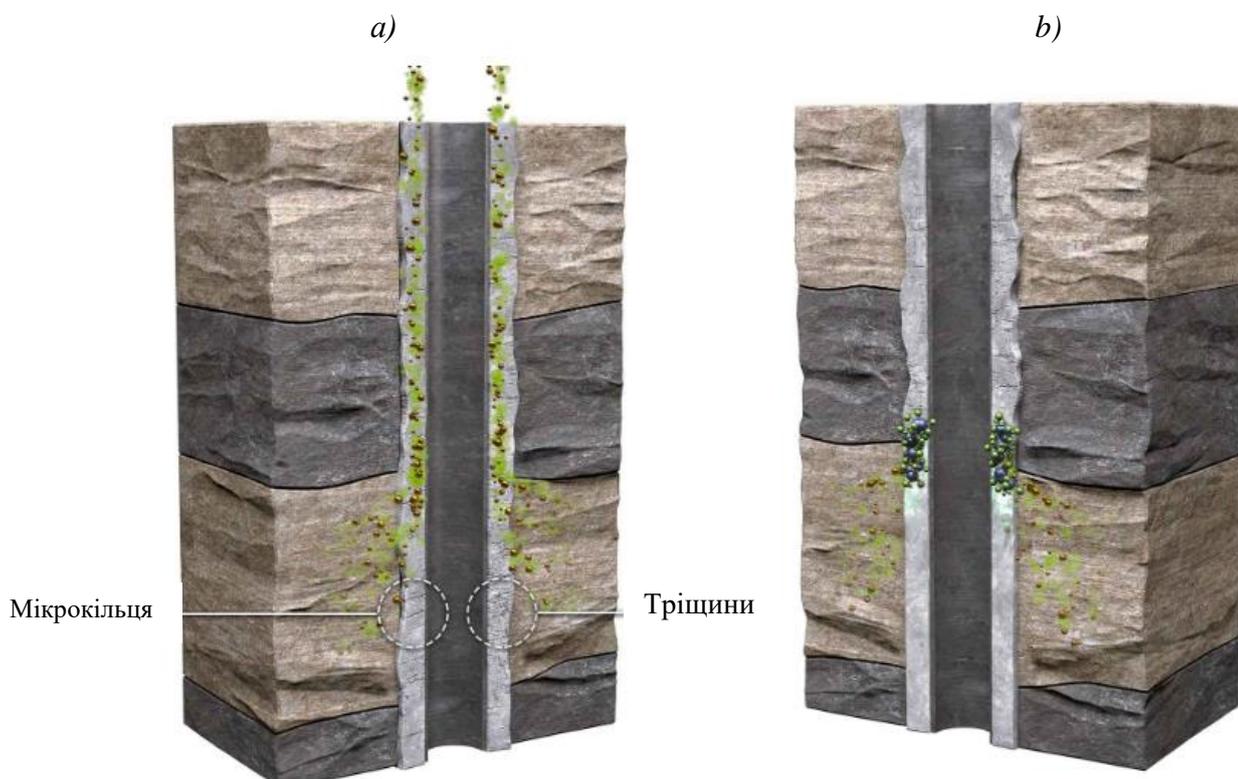


Рис. 3.3 Принцип дії системи CemFIT Heal: *a* – звичайні цементні бар'єри можуть утворювати тріщини та мікрोकільця, спричинені змінами тиску та іншими навантаженнями, дозволяючи рідинам перетікати між зонами та підніматися на поверхню; *b* – система CemFIT Heal реагує на будь-який контакт з нафтою чи газом, автоматично ремонтує та герметизує себе

Система CemFIT Heal розширюється після захоплення, покращуючи зв'язування цементу та ущільнюючи мікрोकільця, які можуть спричинити небажану міграцію газу. Низький модуль пружності (модуль Юнга) дозволяє йому витримувати напруження цементної оболонки (через буріння, перфорацію, ін'єкцію, гідравлічний розрив). У разі просочування вуглеводнів через пошкодження цементної оболонки (тріщина або мікрोकільце), застиглий цемент реагує на контакт з вуглеводнями та автоматично відновлює шляхи, відновлюючи гідравлічну цілісність свердловини. Дія самовідновлення повторюється кілька разів, якщо цілісність кільця знову порушується протягом терміну служби свердловини.

Система CemFIT Heal забезпечує надійний, довгостроковий бар'єр після залишення із заданими властивостями цементу, що сприяють гнучкості та довговічності разом із властивою здатністю до самоущільнення у разі виникнення будь-яких дефектів ізоляції.

Процеси цементування нафтогазових свердловин прості в проектуванні. Властивості розчину можна легко регулювати відповідно до змін конструкції цементу та робочих програм. Систему CemFIT Heal також легко змішувати, в т.ч. за допомогою звичайного обладнання, що робить її придатною для широкомасштабного використання.

3.4. Рецептúra цементних сумішей для кріплення глибоких свердловин та свердловин з високим тиском

Глибокі свердловини характеризуються високою температурою та впливом CO₂. Для міжпластової ізоляції в газових та нафтових свердловинах традиційно використовують цементні системи на основі портландцементу. Однак, портландцемент термодинамічно нестабільний у середовищі з високим вмістом CO₂ та може зруйнуватися при дії CO₂-середовища у присутності води. Вода з розчиненим у ній CO₂ проникає в матрицю цементу, і кислота (H₂CO₃), що утворилася, реагує з вільним гідроксидом кальцію і кальцій-силікат-гідрат гелем. Продукти реакції розчиняються і мігрують із цементної матриці. У результаті міцність на стиснення цементного каменю зменшується, а пористість і проникність зростають. Це призводить до втрати ізоляції пластів.

Компанія Schlumberger розробила такі продукти: цементні системи EverCRETE, які стійкі до CO₂-агресії та забезпечують довгострокову ізоляцію пластів; методологію випробувань, що використовує титановий реактор, що керується комп'ютером, для оцінки ресурсу міцності проби цементного каменю, що симулює умови свердловини за наявності CO₂-середовища.

В результаті лабораторних випробувань система EverCRETE довела свою високу стійкість до вуглекислотної агресії в умовах критичних температур та тисків, а також в умовах насиченої CO₂ води (рис. 3.4).

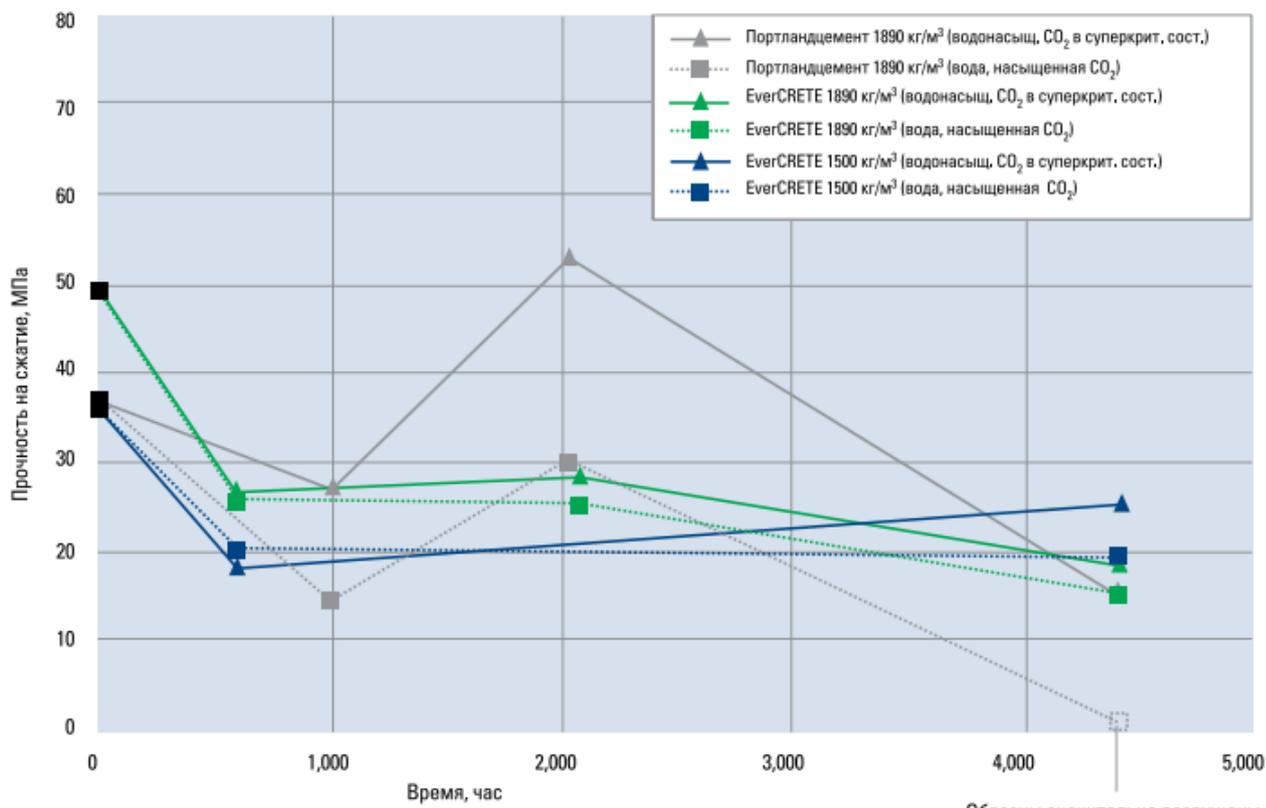


Рис. 3.4. Результати тестування суміші EverCRETE та портландцементу

Суха суміш EverCRETE може бути приготвлена на місці з використанням стандартного обладнання заводу з приготування сухих сумішей з підбором щільності, що відповідає свердловинним умовам, що дає певну гнучкість в операційних підходах. Таким чином, цементна система EverCRETE може бути використана в комбінації з традиційними розчинами, заснованими на портландцементі, як з важким, так і гелцементним розчином, залежно від геологічних умов та вимог. Система EverCRETE може бути використана як цемент нормальної щільності в зонах нагнітання CO₂ або як полегшений цементний розчин з метою захисту обсадних труб від впливу вуглекислоти при контакті з CO₂-насиченими пластами.

Компанія Halliburton пропонує застосовувати цемент ThermaLock™. ThermaLock™ – це кальцієво-фосфатний цемент зі спеціальною формулою, стійкий як до CO₂, так і до кислот. Цемент ThermaLock зараз рекламується як альтернатива портландцементу скрізь, де може зустрітися CO₂. Його лабораторно перевірено та доведено при температурах від 60°C до 371°C. В умовах випробувань, які спричиняють втрату до половини ваги портландцементів класів G, H і латексу, властивості цементу ThermaLock лише незначно змінюються або можуть фактично покращитися (рис. 3.5).

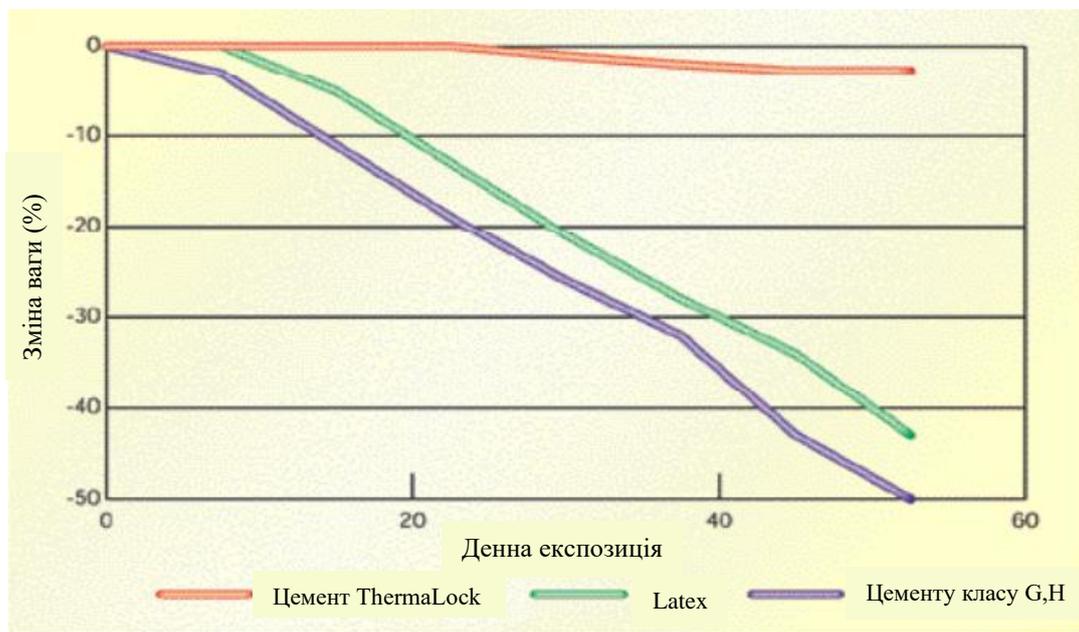


Рис. 3.5. Результати тестування цементу ThermaLock та чистого цементу класу H і G (зміна ваги від часу)

Переваги цементу ThermaLock™:

- допускається довготерміновий вплив CO₂ і кислоти на свердловину;
- може заощадити високі витрати на відновлювальні операції;
- може заощадити витрати на залишення, повторне буріння та повторне завершення;
- не потребує спеціального обладнання або техніки для цементування;
- значно розширює можливості операторів цементування та можливості для нових застосувань.

3.5 Хвильові процеси в технології цементування

Збільшення рухливості (плинності) тампонажного розчину істотно знижує гідродинамічні навантаження на проникні пласти, збільшуючи ймовірність підйому цементу до необхідного рівня. При ризику виникнення ускладнень у процесі спуску та цементування обсадної колони доцільно проводити попутну зі спуском хвильову кольматацию стовбура за рахунок включення в компонування низу колони кавітаційно-хвильового башмака (рис. 3.6).

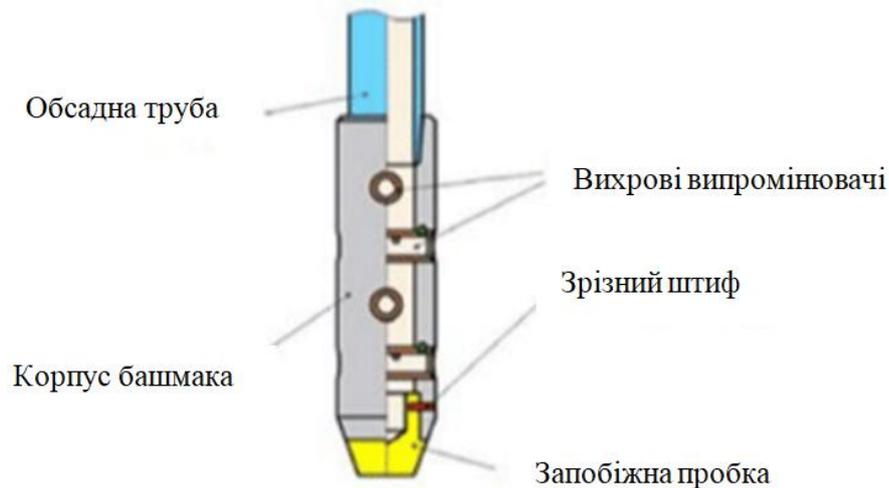


Рис. 3.6. Кавітаційно-хвильовий башмака для збільшення рухливості (плинності) тампонажного розчину

Такий вид башмака дозволяє забезпечити кавітаційно-хвильову кольматацию стовбура буровим розчином при спуску колони, а також зробити додаткову активацію тампонажного розчину безпосередньо на вибої. Це впливає на його структурно-реологічні властивості, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідність цементного каменю, поліпшує його зчеплення з породою і обсадними трубами.

На рис. 3.7 проілюстровано загальну схему розміщення обладнання для перемішування та хвильової активації тампонажного розчину на гирлі свердловини при пропусканні через хвильовий змішувач-активатор, потім через каскад кавітаційно-хвильових активаторів.

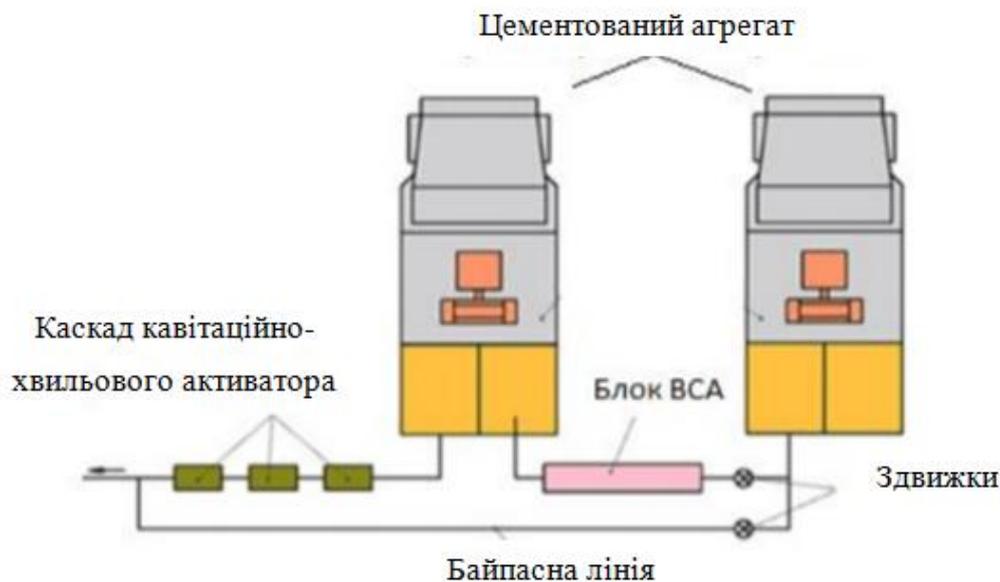


Рис. 3.7. Схема обладнання для приготування та активації розчину на гирлі свердловини

Зображений на рис. 3.8 хвильовий змішувач-активатор складається з турбінно-лопаткового змішувача та роторно-пульсаційного активатора. У роторно-пульсаційного активатора обертаючий потік рідини найбільші агрегати і грудочки цементу за рахунок великих відцентрових сил відкидає на периферію. Там їх зіткнення з лопатками осьових турбінних ступенів відбуваються з набагато більшою швидкістю, що сприяє їх гідромеханічному подрібненню і прискоренню процесу гідратації [41].

Диспергування агрегатів і частинок, що вже створили сольватні оболонки, посилюється в роторно-пульсаційному активаторі при частковому відкритті або закритті роторно-пульсаційним активатором у його статорі. Завершується процес наземної активації тампонажного розчину послідовним прокачуванням його через вихрові камери каскаду кавітаційно-хвильових активаторів. Каскад кавітаційно-хвильового активатора включає зовнішній корпус, який поміщений внутрішній

корпус випромінювачів з послідовно встановленими в ньому твердосплавними вихровими патрубками (рис. 3.9) [41].



Рис. 3.8. Хвильовий змішувач-активатор

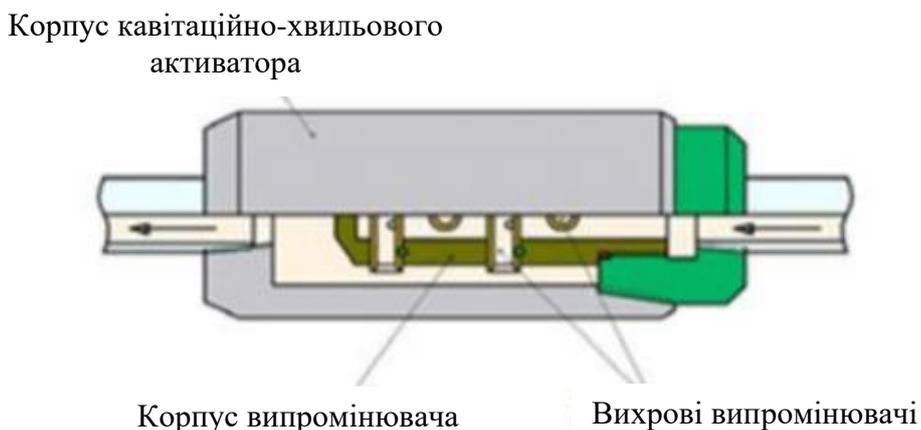


Рис. 3.9. Кавітаційно-хвильовий активатор

3.6 Висновки до розділу 3

При обґрунтуванні конструктивно-технологічних рішень кріплення свердловин для забезпечення їх безаварійної експлуатації можна зробити наступні висновки.

1. В результаті неправильно підібраних рецептур тампонажних розчинів (тампонажних систем), використання неякісних матеріалів для їх приготування,

порушення режиму закачування цементних розчинів, відсутністю центруючої оснастки обсадних колон, а також внаслідок руйнування цементного каменю під час опресування та кумулятивної перфорації експлуатаційних колон у свердловинах, при експлуатації, виникають заколонні флюїдоперетоки

2. Один з найважливіших аспектів при проектуванні робіт з цементування є досягнення належного витіснення бурового розчину щоб цементний розчин рівномірно заповнив затрубний простір, тому важливий підбір типу та кількості центраторів та їх вірного встановлення на обсадні труби.

3. Коли підібрано оптимальний варіант центрації обсадної колони, необхідно дотримуватися стратегії заміщення бурового розчину, яка ґрунтується на реологічних параметрах та щільності в комбінації зі швидкістю продавки, зберігаючи ієрархію реологій між розчинами, що витісняють, і тими, що витісняються.

4. Проектування технології чи рецептури тампонажних розчинів (тампонажних систем) здійснюється на підставі параметрів свердловинних умов, ускладнень у ній (обвали стовбура свердловини та інтервали з потенційним поглинанням, активні водоносні пласти та пласти з потенційними нафто- та газопроявами).

5. Перспективними високотехнологічними рішеннями проблеми міжпластових перетоків є застосування полегшених та самозагоювальних тампонажних сумішей. Для міжпластової ізоляції глибоких нафтогазових свердловин пропонується використання цементу ThermaLock™ компанії Halliburton.

6. Для роз'єднання горизонтів для горизонтальних свердловинах широко застосовується технологія активного цементного каменю FUTUR.

7. Можливим рішенням проблеми недопідйому тампонажного матеріалу може бути застосування «хвильових процесів у технології цементування». При використанні технології відбувається збільшення рухливості (плинності)

тампонажного розчину, зниження гідродинамічних навантажень на проникні пласти і зниження ризику виникнення непідйому розчину в за колонному просторі.

РОЗДІЛ 4. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ В СКЛАДНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИХ УМОВАХ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ

4.1 Обґрунтування конструкції свердловини в конкретних складних геолого-технічних умовах

Запровадження результатів досліджень сучасного оснащення та технологій кріплення проведено на вертикальній оціночно-експлуатаційній свердловині з проектною глибиною 5075 м до горизонту Т-1 турнейського ярусу нижнього карбону на одному із родовищ України.

Геологічний розріз (рис. 4.1) в місці спорудження свердловини характеризується ускладненими гірничо-геологічними умовами буріння. При бурінні будуть розкриватися відклади антропогену, неогену, палеогену, крейди, юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, середнього та нижнього карбону, верхнього девону, в яких можливі осипання та обвали порід, часткові поглинання бурового розчину, звуження та викривлення стовбура свердловини, утворення сальників, жолобів, каверн і виступів, а також газопроявлення з глибини 3525 м.

Для підвищення рухливості (плинності) тампонажного розчину доцільно обґрунтувати включення в компоновку низу обсадної колони кавітаційно-хвильового башмака, що дозволить в даних умовах досягнути більшу міцності і однорідність цементного каменю, а також покращити його зчеплення з гірською породою і обсадними трубами. Більш детальна інформація хвильового процесу при цементуванні розглядалося в п. 3.5.

Згідно з геологічними умовами на глибинах 3800 – 4400 м можливі міжпластові перетоки. Для уникнення даного ускладнення передбачено обґрунтувати застосування технологія активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger, що розглядалася в п. 3.3

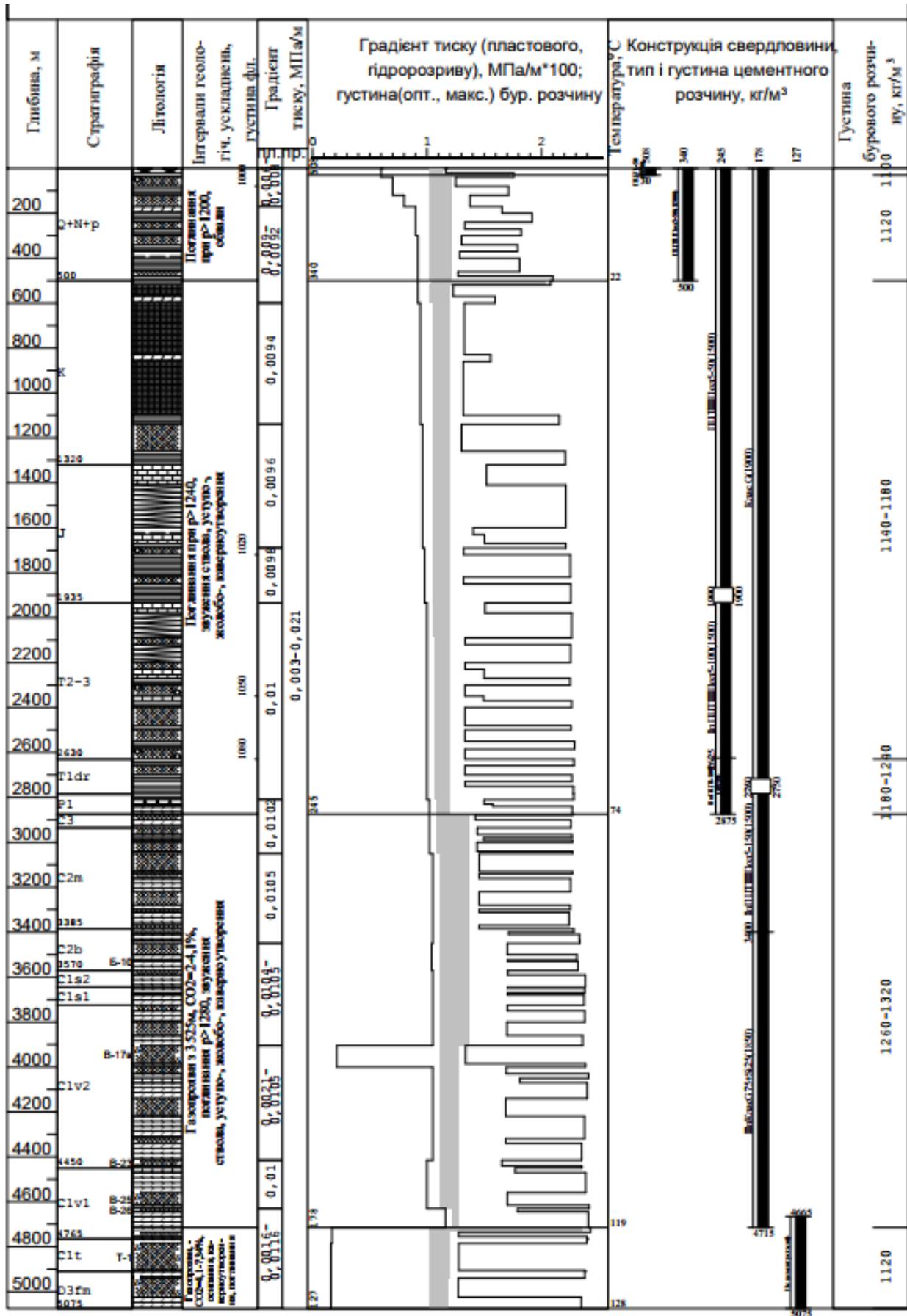


Рис. 4.1. Геологічний розріз і графіки суміщених тисків для спорудження свердловини

Очікувана статична температура в межах глибини спуску експлуатаційної обсадної колони та монтажу заклонних пакерів складає 95 – 107⁰С. Тому в даній роботі передбачено обґрунтувати застосування цементів компанії Halliburton ThermaLock™, що дозволить додатково не встановлювати заклонні пакери. Переваги даного цементу більш детально розглянуті в п. 3.4 даної роботи.

Передбачені вище заходи підвищують експлуатаційну надійність, а саме: дають можливість спорудити проектну конструкцію свердловини та забезпечують необхідний термін експлуатації та ремонтно здатність.

На основі даних геологічних умов (геологічного розрізу, пластових тисків, які очікуються, вимог надійної ізоляції горизонтів з прісними водами), а також враховуючи умови буріння та можливість подальшої експлуатації свердловини, прийнята така конструкція та елементи оснастки свердловини. В табл. 4.1 – 4.5 наведено проектні рішення, а також обґрунтовано оснащення та технології кріплення свердловини.

В даних умовах доцільно виконати наступну конструкцію свердловини (вона умовно також відображена на рис. 4.1):

1. **Кондуктор** Ø340 мм, глибина спуску – 500 м. Елементи оснастки: башмак 340 мм ексцентричний з зворотнім клапаном, клапан 340 мм, стоп-кільце 340 мм, центратор 340 мм. Призначення обсадної колони: для запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні, перекриття верхньої нестійкої частини геологічного розрізу свердловини та ізоляції горизонтів з прісними водами.

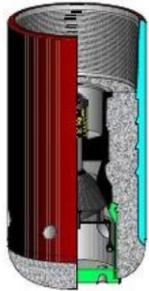
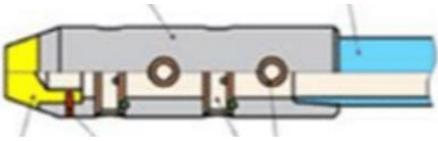
2. **Проміжна колона** Ø245 мм, глибина спуску – 2875 м. . Елементи оснастки: башмак 245 мм ексцентричний з зворотнім клапаном, клапан 245 мм, стоп-кільце 245 мм, центратор (*RED-X Single-Piece Centralizer), турбілізатор 245 мм, МСЦ-245. Призначення: обсадна колона спускається в підшву пермських відкладів для ізоляції зон з несумісними умовами буріння і скорочення незакріпленої частини ствола, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючих газоносних горизонтів.

Таблиця 4.1 – Елементи оснастки колон (проектне рішення)

Найменування стратиграфічного підрозділу	Найменування частини колони	Інтервал спуску, м	Найменування елементів оснастки	Кількість, шт	Віддаль від башмака, м	Призначення обсадної колони
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Антропоген, неоген, палеоген	Кондуктор Ø340 мм	0 – 500	Башмак 340 мм ексцентричний з зворотнім клапаном	1	-	Для запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні, перекриття верхньої нестійкої частини геолог. розрізу свердловини та ізоляції горизонтів з прісними водами
			Клапан 340 мм	1	1	
			Стоп-кільце 340 м	1	1	
			Центратор 340 мм	14	0 – 500	
Крейда, юра, тріас, нижня перма	Проміжна колона Ø245 мм <i>1 ступінь</i> <i>2 ступінь</i>	0 – 2875	Башмак 245 мм ексцентричний з зворотнім клапаном	1	-	Обсадна колона спускається в підшву пермських відкладів для ізоляції зон з несумісними умовами буріння і скорочення незакріпленої частини ствола, а також для герметизації устя свердловини противикидним обладнанням та створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючих газоносних горизонтів.
			Клапан 245 мм	1	15	
		1900 – 2875	Стоп-кільце 245 м	78	20	
			Центратор 245 мм	64	0 – 2875	
		0 – 1900	Турбілізатор 245 мм	1	0 – 2375	
			МСЦ-245	1	975	
Верхній, середній та нижній карбон	Експлуатаційна колона Ø178 мм <i>1 ступінь</i> <i>2 ступінь</i>	0 – 4715	Башмак 178 мм ексцентричний з зворотнім клапаном	1	-	Для перекриття та випробування газоносних горизонтів
			Клапан 178 мм	1	10	
		2750 – 4715	Стоп-кільце 178 м	1	20	
			Центратор 178 мм	146	1840 – 4715	
		0 – 2750	Турбілізатор 178 мм	57	0 – 1840	
			Пакер заколонний***	2	515; 965	
		МСЦ-178	1			
Частина нижнього карбон	Хвостовик Ø127 мм	4665 – 5075	Башмак 127	1	-	Для перекриття та випробування газоносних горизонтів
			Роз'єднувач для спуску хвостовика РСЦХ-127	1	410	

Примітка (розроблено автором рішення) – *** застосування цементу FUTUR компанії Schlumberger замість зовнішнього набухаючого пакера

Таблиця 4.2 – Елементи оснастки колон та їх призначення

Найменування елементів оснастки	Призначення
<p>Башмак ексцентричний з зворотнім клапаном</p> 	<p>Для обладнання низу обсадної колони з метою направлення труби по стовбуру свердловини, надання жорсткості та захисту від пошкоджень колони при спуску Застосування зворотного клапана дозволяє прокачувати через черевик цемент і буровий розчин в одному напрямку і запобігає зворотному перетіканню.</p>
<p>Кавітаційно-хвильовий башмак</p> 	<p>Дозволяє забезпечити кавітаційно-хвильову кольматацію стовбура при спуску колони, а також зробити додаткову активацію тампонажного розчину безпосередньо на вибої. Це впливає на структурно-реологічні властивості тампонажного розчину, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідність цементного каменю, поліпшує його зчеплення з породою і обсадними трубами.</p>
<p>Клапан</p> 	<p>Для запобігання зворотного перетікання цемент і буровий розчин</p>
<p>Стоп-кільце</p>	<p>Для установки цементувальної пробки на заданій глибині та отримання чіткого сигналу про закінчення продавки цементного розчину</p>
<p>Центратор</p>  <p><small>RED-X™ Single-Place Centralizer</small></p>	<p>Для отримання рівномірного зазору між обсадною трубою та стінками свердловини, що виключає можливість контакту між ними та забезпечує повну ізоляцію цементним розчином, без розриву. Це суттєво продовжує термін служби труб за рахунок зменшення швидкості корозії. Істотно підвищується якість цементування за рахунок виконання центраторами функції металевої арматури в залізобетоні, що утворюється за колоною після затвердіння цементу</p>
<p>Турбілізатор</p> 	<p>Для центрування колони та закручення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі при цементуванні свердловини. Завдяки цьому підвищується якість цементування, а також за рахунок забезпечення змиву плівки глинистого розчину з обсадних труб, руйнування структури бурового розчину в кавернах і жолобах і повнішого витіснення та заміщення його тампонажним розчином</p>

Продовження таблиці 4.2.

Найменування елементів оснастки	Призначення
<p>Муфта східчастого цементування МСЦ</p> 	<p>Для цементування обсадних колон у два ступеня як при безперервному закачуванні цементного розчину та продаваної рідини, так і з розривом у часі</p>
<p>Пакер за колонний набухаючий</p> 	<p>Для забезпечення герметизації кільцевого простору між обсадною колоною та відкритим стволом або попередньою колоною обсадної (двоступінчасте цементування; перетікання газу в затрубному просторі; роз'єднання стовбура свердловини)</p>
<p>Роз'єднувач для спуску хвостовика РСЦХ-127</p> 	<p>Для спуску хвостовиків в вертикальних та похилих свердловинах</p>

3. **Експлуатаційна колона** Ø178, глибина спуску – 4716 м. Елементи оснастки: башмак 178 мм ексцентричний з зворотнім клапаном, клапан 178 мм, стоп-кільце 178 мм, центратор (RED-X Single-Piece Centralizer), турбілізатор 178 мм, пакер за колонний, МСЦ-178. Призначення: для перекриття та випробування газоносних горизонтів.

4. **Хвостовик** Ø127 мм, глибина спуску – 5075 м. Призначення: для перекриття та випробування газоносних горизонтів.

Більш детально конструкція свердловини проілюстрована на рис. 4.2.

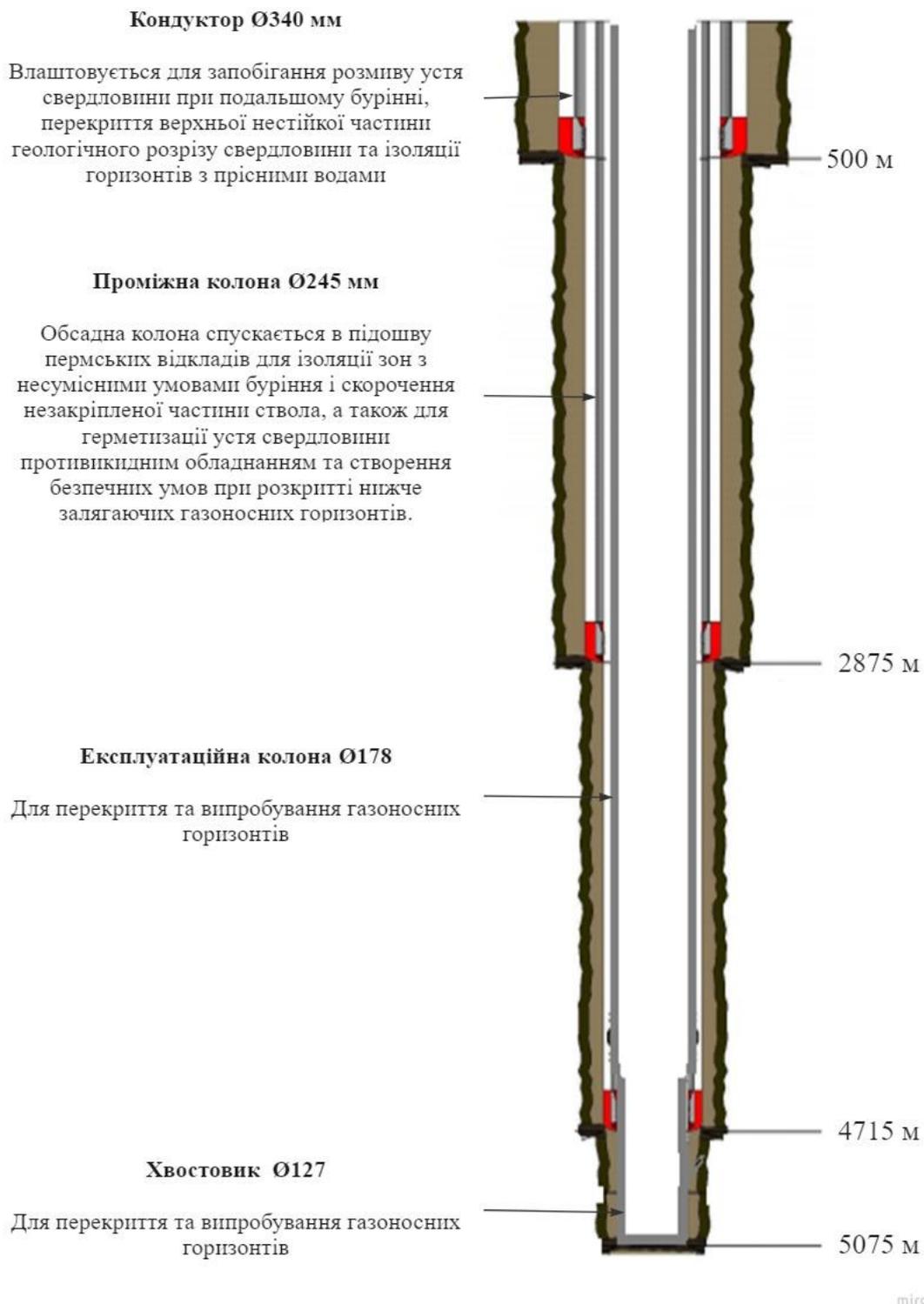


Рис.4.2 Конструкція свердловини

Компонування і розрахунок обсадних колон виконані з врахуванням вимог [36]. Розрахунок обсадних колон здійснений з урахуванням максимальних значень надлишкових зовнішніх і внутрішніх тисків, а також осьових навантажень. Проміжні обсадні колони розраховані з врахуванням заміщення бурового розчину газом у випадку газопроявлення.

Кондуктор цементується одноступенево. Цементування проміжної та експлуатаційної колони – пряме двоступінчасте. Таке рішення прийнято з метою усунення міжпластових перетоків, які виникають в наслідок того що: гідравлічний напір цементу занадто високий для пласта; за рахунок високих температур в свердловині може відбутися зміна властивостей тампонажного розчину (міцність на стиснення цементного каменю зменшується, а пористість і проникність зростають) або передчасне загушення, схоплення тампонажного розчину менший за час цементування. Оптимальний розподіл тиску вконуємо шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння. Хвостовик не цементується.

При двоступінчастому цементуванні з використанням цементувальних муфт закачування тампонажних та продавочних розчинів здійснюється в наступній послідовності:

- закачування першої порції тампонажного розчину в об'ємі рівному об'єму затрубного простору від черевика до цементувальної муфти плюс обсяг цементного стакану в колоні;

- закладка еластичної розділової пробки, яка вільно проходить через цементувальну муфту та сідає на «стоп» кільце або зворотний клапан, встановлені внизу обсадної колони;

- відкриття бічних отворів цементувальної муфти;

- промивання затрубного простору від залишків цементного розчину першого ступеня в інтервалі від муфти цементування до гирла свердловини;

- витримування часу для загусання (або початку схоплювання) цементного розчину (при цементуванні із розривом у часі);

- закачування другої порції цементного розчину в розрахунковому обсязі;

- закладання верхньої розділової пробки;

- закачування другої порції продавочної рідини обсягом рівним об'єму колони від цементувальної муфти до гирла свердловини.

При цементуванні свердловини в умовах наявності пласта з АВПТ для запобігання нафто-газопроявам та суффозії цементного тесту після закінчення цементування нижньої ділянки верхній інтервал свердловини промивають через отвори цементувальної муфти з протитиском на гирлі до кінця схоплювання цементу. При цьому тиск у свердловині на рівні пласта з АВПТ повинен бути не нижче пластового. Закачування цементного розчину другого ступеня проводять без розриву в часі. Використовуються різні цементні розчини (для нижнього ступеня – температуростійкий цемент, а для верхнього – цемент для «нормальних» температур).

Спосіб буріння – роторний. Буріння виконується за допомогою доліт PDC.

На рис. 4.3 наведено схему оснащення кондуктора, проміжної та експлуатаційної обсадних колон.

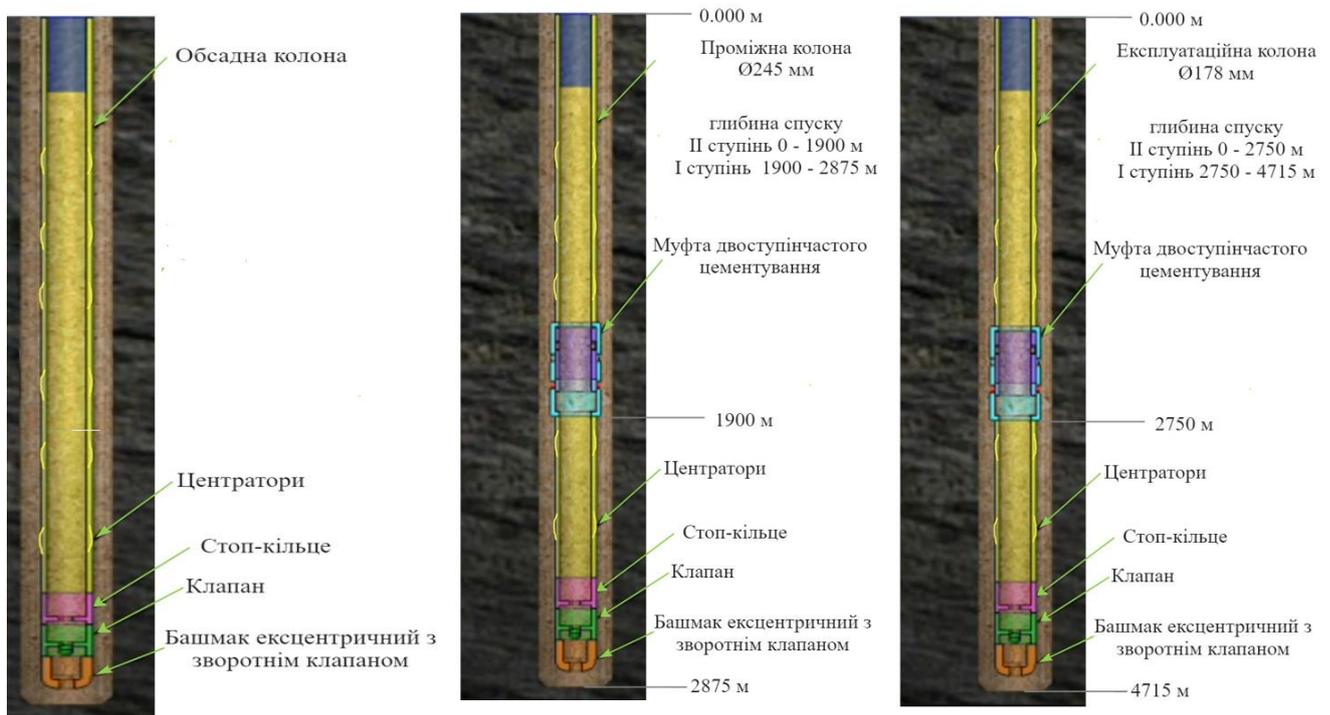


Рис. 4.3. Схема оснащення кондуктора, проміжної та експлуатаційної обсадних колон

Зворотні клапани, муфти для ступеневого цементування обсадних колон опресовуються на розрахунковий тиск на виробничій базі бурової організації.

Типи різьбових з'єднань, типи тампонажних розчинів, інтервали підняття цементу приведені в табл. 4.3.

Для цементування свердловини застосовується:

1. цементувальні агрегати УНБ-160-40, АСФ-700;
2. цементо-змішувальні машини УС 6-30;
3. блокманіфольда БМ-700;
4. Станція контролю цементування СКЦ-2.

Типи обсадних труб ГОСТ 632-80/АНІ. Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань використовуються мастила ГС-1, ГС-5, Р2-МВП, УС-ОТ, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон проводиться трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності і міцності типу ОТТМ, VAM, TSH Wedge 625. Для корозійної стійкості вибирається матеріал труб НКТ у відповідності до гірничих умов свердловини.

Таблиця 4.3 – Конструкція свердловини (проектне рішення)

Найменування частини колони	Інтервал спуску, м	Ø колони, мм	Ø долота, мм	Коефіцієнт каверзності	Тип різьбових з'єднання	Тип тампонажного розчину	Інтервал підняття цементного розчину, м	Густина цементного розчину, кг/м ³	Тип бурового розчину та густина кг/м ³
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Подовж. направлення	0 – 30	508	660,4	1,15	BTC	ПЦТ I-50	забутовка	1850	Глинистий 1100
Кондуктор	0 – 500	340	444,5	1,15	A. OTTM	ПЦТ III-Пол 5-50	500	1500	Глинистий 1120
Проміжна колона <i>1 ступінь</i> <i>2 ступінь</i>	0 – 2875 1900 – 2875 0 – 1900	245	311,2	1,1	VAM	II-га порція ПЦТ I-100 I-ша порція ПЦТ III-Пол 5-100 ПЦТ III-Пол 5-50	28750 – 2690 2625 – 1900 1900 – 0	1850 1500 1500	Полімерно-глинистий частково мінералізовані й 1140 – 1240
Експлуатаційна колона <i>1 ступінь</i> <i>2 ступінь</i>	0 – 4715 2875 – 4715 0 – 2875	178	215,9	1,13	VAM	II-га порція **Клас G (75%)+Si (25%) ***I-ша порція ПЦТ Клас G	4715 – 3400 3400 – 2750 2750 – 0	1850 1500 1900	Хлорокалієвий високоінгібовані й 1260 - 1320
Фільтр-хвостовик	4665 – 5075	127	151,4	1,16	TSH Wedge 625	Не цементується			Розчин на вуглеводній основі (OBM) 1120

Примітка (розроблено автором рішення)

** – застосування цементу Thermalock компанії Halliburton; *** – застосування цементу FUTUR компанії Schlumberger

ПЦТ I-50 – портландцемент тампонажний з мінеральними добавками, сульфатостійкий для низьких та нормальних температур; ПЦТ III-Пол 5-50 – портландцемент тампонажний з піщаними добавками (додавання меленого кварцового піску до 50% для підвищення термостійкості цементного камню), з ненормованим водоцементним співвідношенням; Клас G – високої сульфатостійкості.

4.2. Обґрунтування заходів по підвищенню якості кріплення свердловини

При кріпленні свердловини необхідно дотримуватись в повному обсязі вимог [30 – 37]. З метою підвищення якості кріплення обсадних колон та запобігання ускладнень (утворення міжпластових, міжколонних перетоків тощо) передбачено застосування техніко-технологічних заходів що наведені в табл. 3.4.

Таблиця 4.4 - Техніко-технологічні заходи для підвищення якості кріплення свердловини

Ускладнення які можуть виникнути при кріпленні свердловини	Причини	Профілактичні заходи попередження ускладнень
1	2	3
1. При спуску обсадної колони		
Прихвати обсадної колони	Осипи та обвали гірських порід; Прилипання колони до стінки свердловини; Заклинювання в жолобах та в місцях викривлень стовбура свердловини	Необхідно ретельно підготовувати стовбур свердловини (опрацювання, проробка, шаблонування, закріплення стінок свердловини, необхідно дослідити його поглинаючу здатність, при необхідності повинні бути попередньо проведені ізоляційні роботи); введення в буровий розчин змащувальних добавок; глинисті кірки зі стінок свердловини повинні видалятися під час промивань або під час цементування колони з її розходженням (застосування сучасної буферної рідини комплексної дії Tuned Spacer E+); використовувати на зовнішній поверхні колони технологічне оснащення (центратори, турбулізатори, скребки)
Обриви обсадної колони (зрив різьблення, руйнування зварного шва)	Заводські дефекти; Помилки у розрахунках міцності; Порушення режиму спуску колони	Перед спуском у свердловину обсадні труби необхідно підготувати, перевірити та шаблонувати. Різьбові з'єднання перевірити різьбовими калібрами. Згвинчування обсадних труб необхідно здійснювати з контролем величини крутного моменту із застосуванням гідравлічних ключів зарубіжного виробництва (TS-135).

Продовження Таблиця 3.4

Ускладнення які можуть виникнути при кріпленні свердловини	Причини	Профілактичні заходи попередження ускладнень
1	2	3
<p>Прояви пластових флюїдів та перехід газонафтопроявів у відкриті фонтани</p>	<p>Недопуск обсадної колони до проектної позначки; Негерметичність різьбових з'єднань</p>	<p>У процесі спуску колони необхідно підтримувати необхідний проти тиск на продуктивні пласти та здійснювати проміжні промивання стовбура свердловини. Рекомендується виконати випробування розкритого інтервалу Leak Off Test (LOT) на тиск, величину якого розрахувати по фактичними даним безпосередньо перед виконанням робіт, але не вище тиску опресування спущеної обсадної колони. Гирло свердловини має бути обладнане противикидним обладнанням</p>
<p>Недопуск колон до проектної глибини</p>	<p>Прихоплення обсадної колони; Низька прохідності стовбура свердловини в місцях інтенсивного викривлення; Неточність виміру довжини колони та свердловини; Залишення обсадної колони без руху під час спуску внаслідок тривалого згвинчування труб</p>	<p>Необхідно усунути всі причин. Дотримуватись проектного профілю свердловини для забезпечення спуску обсадних колон до проектної глибини без додаткового пророблювання і калібрування свердловини, оскільки ці операції призводять не тільки до значних затрат часу, але й до ускладнень ствола свердловини через порушення рівноваги в системі «свердловина – пласт»</p>
2. В процесі цементування обсадної колони		
<p>Надмірно високий тиск на стінках свердловини під час цементування</p>	<p>Неправильний вибір величини щільності тампонажного розчину без урахування індексів тиску поглинання, гідродинамічних тисків під час руху в заколонному просторі та висоти інтервалу цементування; Неправильний вибір режиму та способу цементування, без урахування тих самих факторів; Гідродинамічний тиск, особливо при турбулентному режимі течії, збільшується зі зростанням швидкості; При неправильному виборі швидкості руху – сумарний тиск у колонному просторі може перевищити тиск поглинання найслабших порід; Зневоднення тампонажного розчину в інтервалі, складеному проникними породами</p>	<p>Необхідно врахувати та усунути всіх можливі причин. Необхідно безперервно контролювати властивості як порцій розчину, що готується кожною змішувальною машиною, так і розчину, отриманого після ретельного перемішування в посередній ємності, і доведення властивостей його до рекомендованих значень. Такий контроль та керування рекомендується здійснювати за допомогою станцій СКЦ-2М. Для зменшення тисків у процесі продавлювання тампонажного розчину за II-ю ступенню експлуатаційної колони в інтервалі 2750 – 0 м передбачається обважнення рідини продавлювання (бурового розчину) до густини 1450 кг/м³, що передбачає додаткову витрату баріту в кількості 25,6 т.</p>

Продовження Таблиця 3.4

Ускладнення які можуть виникнути при кріпленні свердловини	Причини	Профілактичні заходи попередження ускладнень
1	2	3
Зростання гідродинамічних навантажень	Недопідйом тампонажного розчину в затрубному просторі до необхідного рівня	Збільшення рухливості (плинності) тампонажного розчину істотно знижує гідродинамічні навантаження на проникні пласти, збільшуючи ймовірність підйому цементу до необхідного рівня. Доцільно проводити хвильову кольматацію ствола за рахунок включення в компоновання низу колони кавітаційно-хвильового баи.мака . Це впливає на структурно-реологічні властивості цементу, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідність цементного каменю, поліпшує його зчеплення з породою і обсадними трубами
Нерівномірне заміщення бурового розчину тампонажним	Глинясті кірки на стінках свердловини. Не симетричне розміщення обсадної колони колони в свердловині і як наслідок одностороннє просування тампонажного розчину по широкій частині поперечного перерізу колонного простору.	Використання технологічного оснащення на зовнішній поверхні колони центраторів RED-X Single-Piece Centralizer компанії Halliburton при цементуванні проміжної та експлуатаційної колон; Застосування сучасної буферної рідини комплексної дії (Tuned Spacer E+);
Суфозія, усадка, утворення каналів, мікротріщин в цементному камені	Седиментації	Підвищення тривалості та інтенсивності перемішування тампонажного розчину; застосування цементів з підвищеною питомою поверхнею частинок; введення в тампонажний розчин структуро-утворювальних добавок; зменшення водо-цемент. відношення.
Водовідділення та водовіддачі тампонажних розчинів	Сильне зневоднення при контакті з проникними породами	Необхідно: не допускати жодної зупинки в русі його з моменту виходу першої порції в простір заколоний до завершення всього процесу цементування; знижувати водовіддачу розчину шляхом відповідної обробки рівня не більше 10-15 см ³ за 30 хв або кольматувати порові канали в стінках свердловини, використовуючи для цього спеціальну буферну рідину. використання хімреагенту ОЕЦ Tylose E29651 в якості понижувача водовідділення та водовіддачі тампонажних розчинів

Продовження Таблиця 3.4

Ускладнення які можуть виникнути при кріпленні свердловини	Причини	Профілактичні заходи попередження ускладнень
1	2	3
Міжпластові перетікання, флюїдопрояви та	Початкова стадія очікування твердіння цементу Слабка адгезія та незадовільні міцнісні характеристик цементного каменю Корозійне ураження тампонажного каменю і тіла обсадних труб та деформації	Оптимальний розподілу тиску шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння Застосування технології активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger Застосування цементу Thermalock компанії Halliburton
Дія високих температур - зміна властивостей тампонажного розчину (міцність на стиснення цементного каменю змен., а пористість і проникність зростає.); -передчасне загущення, схоплення тампонажного розчину	Глибина свердловини Геологічні особливості	створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом очікування твердіння цементу Застосування самозагоювальних систем FUTUR компанії Schlumberger Застосування цементу Thermalock компанії Halliburton
Розмежування продуктивних горизонтів від водоносних пластів і пластових вод сусідніх горизонтів	Геологія	Застосування самозагоювальних систем FUTUR компанії Schlumberger Або обладнати експлуатаційну колону зовнішніми набухаючими пакерами, які модифікуються і адаптуються відповідно до вибійних умов та надійно ізолюють заколонний простір (з водореагуючим типом еластомера). Місце встановлення кожного пакера вибирається з умови, щоб виключити вплив інших пластів, які залягають вище або нижче на визначений об'єкт;
Зниження гідростатичного тиску стовпа цементного розчину в процесі тужавіння	Початкова стадія очікування твердіння цементу	Створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом очікування твердіння цементу
Зниження ізолюючої здатності цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини	недостатня термо-корозійна стійкість тампонажного каменю у відповідних умовах	Застосування самозагоювальних систем FUTUR компанії Schlumberger та цемент Thermalock™ компанії Halliburton
Наявності потенційних зон поглинання	геологія	Застосування добавок, що кольматують

Після досягнення проектної глибини спуску експлуатаційної колони доцільно перевірити розкритий інтервал на можливість цементування колони з

МСЦ шляхом опресування розрізу на розрахунковий тиск. Згідно гідравлічного моделювання очікується, що максимальна величина ECD під час цементування з МСЦ досягатиме 1600 кг/м^3 , що з врахуванням 5% запасу вимагає опресувати ствол на буровому розчині 1320 кг/м^3 на тиск 16,7 МПа.

Рекомендується впровадити додаткові заходи щодо підвищення герметичності кріплення обсадної колони. Необхідно провести випробування обсадної колони на герметичність одразу після цементування колони, коли тампонажний розчин ще знаходиться в рідкому стані. Даний процес попереджає утворенню мікротріщин та каналів для міграції флюїду за обсадною колоною.

Перед початком робіт виконати перевірочний розрахунок тиску опресування згідно фактичних даних. Фактична кількість елементів оснастки обсадних колон та матеріалів для цементування визначається за результатами геофізичні дослідження свердловини.

Для підвищення герметичності дозволяється укомплектувати обсадні колони імпортованими трубами відповідного діаметру, групи міцності та товщини стінки з високо герметичними з'єднаннями типу BDS, VAGT, VAM, SEC, VAM FJL тощо. При згвинчуванні різьбових з'єднань обсадних труб величина крутного моменту і тип мастила повинні відповідати рекомендаціям постачальників труб чи спеціальних інструкцій.

Для підвищення рухливості тампонажного розчину безпосередньо на вибої автором пропонується включення в компоновку низу експлуатаційної обсадної колони кавітаційно-хвильового башмака. Це дозволяє уникнути суфозії та седиментаційної нестійкості тампонажного розчину, знизити гідродинамічні навантаження на проникні пласти, тим самим збільшити ймовірність підйому цементу до необхідного рівня. Також застосування кавітаційно-хвильового башмака покращує структурно-реологічні властивості тампонажного розчину, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідність цементного каменю, а також покращити його зчеплення з гірською породою і обсадними трубами.

Для оптимального розподілу тиску цементування експлуатаційних колон проводимо двоступінчасте з двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння

На глибинах 3800 – 4400 м для уникнення міжпластових перетоків доцільно запропонувати застосування технології активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger. Цементний розчин FUTUR в перші години тужавіння і після схоплювання при контакті з вуглеводнями та під дією високих температур усуває мікротріщини, тріщини в цементному камені; запобігає міграції вуглеводню та утворенню міжколонних тисків на гирлі; надійно ізолює за колонний простір; має високу адгезію. Також за рахунок формування додаткового бар'єру над резервуаром, реагуючи на втрату герметичності в за колонному просторі у разі порушення цілісності цементного кільця збільшує експлуатаційну надійність свердловини та скорочує витрати на ремонтно-ізоляційні роботи та витрати на моніторинг стану свердловин.

При цементуванні експлуатаційної обсадної колони (1 ступінь) в межах 2875 – 4715 м очікувана статична температура складає 95 – 107⁰С. Тому автором запропоновано використати в якості тампонажного розчину – кальцієво-фосфатний цемент ThermaLock компанії Halliburton. Цемент ThermaLock при дії високих температур не змінює своїх властивостей, не відбувається процесу передчасного загушення та схоплення тампонажного розчину, має відмінну термо-корозійну стійкість, покращує ізолюючу здатність цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини.

4.3 Висновки до розділу 4

Для підвищення експлуатаційної надійності нафтогазової свердловини в складних геолого-технічних умовах досягнуто шляхом ефективних рішень щодо її кріплення. Зокрема, можна зробити наступні висновки.

1. Для підвищення рухливості тампонажного розчину безпосередньо на вибої запропоновано включення в компоновку низу експлуатаційної обсадної колони кавітаційно-хвильового башмака. Це дозволяє уникнути суфозії та седиментаційної нестійкості тампонажного розчину, знизити гідродинамічні навантаження на проникні пласти, тим самим збільшити ймовірність підйому цементу до необхідного рівня. Також застосування кавітаційно-хвильового башмака покращує структурно-реологічні властивості тампонажного розчину, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідність цементного каменю, а також покращити його зчеплення з гірською породою і обсадними трубами.

2. Для оптимального розподілу тиску цементування експлуатаційних колон передбачено двоступінчасте цементування з двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння.

3. На глибинах 3800 – 4400 м (2 ступінь) для уникнення міжпластових перетоків запропоновано застосування технології активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger. Цементний розчин FUTUR в перші години тужавіння і після схоплювання при контакті з вуглеводнями та під дією високих температур усуває мікрозазори, тріщини в цементному камені; запобігає міграції вуглеводню та утворенню міжколонних тисків на гирлі; надійно ізолює за колонний простір; має високу адгезію. Також за рахунок формування додаткового бар'єру над продуктивним пластом, реагуючи на втрату герметичності в за колонному просторі у разі порушення цілісності цементного кільця збільшує експлуатаційну надійність свердловини та скорочує витрати на ремонтно-ізоляційні роботи та витрати на моніторинг стану свердловин.

4. При цементуванні експлуатаційної обсадної колони (1 ступінь) в межах 2875 – 4715 м очікувана статична температура складає 95 – 107⁰С. Тому запропоновано використати в якості тампонажного розчину – кальцієво-фосфатний цемент ThermaLock компанії Halliburton. Цемент ThermaLock при дії високих температур не змінює своїх властивостей, не відбувається процесу передчасного

загушення та схоплення тампонажного розчину, має відмінну термо-корозійну стійкість, покращує ізолюючу здатності цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини.

5. В межах глибини спуску експлуатаційної обсадної колони передбачено застосування цементів компанії Halliburton ThermaLock™, що дозволить додатково не встановлювати заколонні пакери.

6. Передбачені вище заходи підвищують експлуатаційну надійність, а саме: дають можливість спорудити проектну конструкцію свердловини та забезпечують необхідний термін безаварійної експлуатації, а також скорочує витрати на ремонтно-ізоляційні роботи та на моніторинг стану свердловини.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. В даній роботі проаналізовано сучасне обладнання, оснащення та технології кріплення глибоких нафтогазових свердловин, в тому числі в складних геолого-технічних умовах. Оцінено характерні ускладнення та аварії на різних етапах кріплення свердловин. При цьому виділено основні фактори неякісного кріплення, які впливають на експлуатаційну надійність свердловини. Забезпечення якісного кріплення свердловин дозволяє збільшити довговічність свердловин і термін видобутку безводної продукції.

2. Для підвищення рухливості тампонажного розчину безпосередньо на вибої конкретної свердловини обґрунтовано включення в компоновку низу експлуатаційної обсадної колони кавітаційно-хвильового башмака. Це дозволяє уникнути суфозії та седиментаційної нестійкості тампонажного розчину, знизити гідродинамічні навантаження на проникні пласти, тим самим збільшити ймовірність підйому цементу до необхідного рівня. Також застосування кавітаційно-хвильового башмака покращує структурно-реологічні властивості тампонажного розчину, підвищує його плинність, забезпечує більш високі властивості міцності і однорідності цементного каменю, а також покращити його зчеплення з гірською породою і обсадними трубами.

3. Для оптимального розподілу тиску цементування експлуатаційних колон проводимо двоступінчасте з двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння.

4. На глибинах 3800 – 4400 м (2 ступінь) для уникнення міжпластових перетоків автором запропоновано застосування технології активного цементного каменю FUTUR компанії Schlumberger. Цементний розчин FUTUR в перші години тужавіння і після схоплювання при контакті з вуглеводнями та під дією високих температур усуває мікрозазори, тріщини в цементному камені; запобігає міграції вуглеводню та утворенню міжколонних тисків на гирлі; надійно ізолює заколонний простір; має високу адгезію. Також за рахунок формування додаткового бар'єр над резервуаром, реагуючи на втрату герметичності в заколонному просторі у разі порушення цілісності цементного кільця збільшує

експлуатаційну надійність свердловини та скорочує витрати на ремонтно-ізоляційні роботи та витрати на моніторинг стану свердловин.

5. При цементуванні експлуатаційної обсадної колони (1 ступінь) в межах 2875 – 4715 м очікувана статична температура складає 95 – 107⁰С. Тому автором запропоновано використати в якості тампонажного розчину – кальцієво-фосфатний цемент ThermaLock компанії Halliburton. Цемент ThermaLock при дії високих температур не змінює своїх властивостей, не відбувається процесу передчасного загушення та схоплення тампонажного розчину, має відмінну термо-корозійну стійкість, покращує ізолюючу здатність цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини.

6. Передбачені вище заходи підвищують експлуатаційну надійність, а саме: дають можливість спорудити проектну конструкцію свердловини та забезпечують необхідний термін експлуатації та ремонтно здатність.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Bour, D., and Hernandez, R., 2003: CO₂ resistance improved mechanical durability, and successful placement in a problematic lost-circulation interval achieved: reverse circulation of foamed calcium aluminate cement in a geothermal well. Geothermal Resources Council, Transactions, 27, 163-167.
2. Lecourtier, M., and Cartalos, M.U., 1993: Cementing technology and procedures. Association for Research on Petroleum Drilling and Production Techniques (ARTEP), Editions Technip, Paris.
3. Halliburton, 2005: Foam cement delivers long term zonal isolation and decreases remedial costs. Halliburton newsletter, webpage: www.halliburton.com.
4. Hernández, R., 2009: (источник)Reverse-circulation cementing and high performance geothermal cement. Halliburton webpage: www.halliburton.com.
5. Hernández, R., and Nguyen, H., 2009: Foamed latex slurry and reverse circulation cementing enable drilling in lost circulation zone. Geothermal Resources Council, Transactions, 5 pp.
6. Rickard, B., Samuel, A.S., Alarcon, B., Bailey, A., and Howard, W., 2011: Reverse circulation cementing of geothermal wells: a comparison of methods. Geothermal Resources Council, Transactions, 35, 225-228.
7. Samuel, I. Cementing processes in geothermal well drilling: application and techniques // <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2014-23.pdf>
8. Spielman, P., Hernández, R., and Nguyen, H., 2006: Reverse circulation of foamed cement in geothermal well. Geothermal Resources Council, Transactions, 30, 303-308.
9. <https://isleofrocks30.com/the-glue-that-binds-cementing-geothermal-wells/>
10. Prisca, S., Amani M. , 2013: Principal Points in Cementing Geothermal Wells/ <https://core.ac.uk/download/pdf/236297585.pdf>
11. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] /Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані.

– Дніпро:НТУ «ДП», 2021. – 294с.– Режим доступу :<http://nmu.org.ua> (дата звернення: 03.03.2021). – Назва з екрану.

11. Пределін А.П. Ускладнення і аварії при будівництві нафтових і газових свердловин: навч. посібник / А.П. Пределін, 2014. – 381 с.

12. Нуцкова М.В. Профілактика і ліквідація ускладнень, що виникають при закінчуванні свердловин / М.В. Нуцкова, В.Н. Кучин, В.С. Ковальчук // Вісник ПНІПУ. Геологія. Нафтогазова і гірнича справа. – 2020, Т.20, №1. - С.14–26

13. Ковбасюк І.М. Причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин БУ «УКРБУРГАЗ» та шляхи з їх попередження / І. М. Ковбасюк, О. Б. Марцинків, Б. О. Марцинків // Нафтогазова енергетика, 2019. Вип. 1 (31), ст. 26 – 35

14. Агзамов Ф.А., Шайбеков М.С., Ніколаєв А.І. Застосування в'язко-пружних систем при кріпленні свердловин // Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції, 2017 р.: в 5 т.

15. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.

16. СОУ 09.1-30019775-224:2013. Свердловини на нафту і газ. Профілактична робота з попередження виникнення флюїдопроявів, відкритих газових і нафтових фонтанів та аварій. Організація і методика проведення. ПАТ “Укргазвидобування”

17. СОУ 09.1–30019775–215:2013. Свердловини на нафту і газ. Випробування обсадних колон на герметичність. ПАТ “Укргазвидобування”

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

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

20. СОУ 09.1-30019775-328-5:2020 Влаштування свердловини. Частина 5. Кріплення свердловини

21. СОУ 09.1-30019775-328-6:2020 Влаштування свердловини. Частина 6. Виклик припливу вуглеводнів.
22. ДСТУ Б В.2.7-88:99. Будівельні матеріали. Портландцементи тампонажні. Технічні умови.
23. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”
24. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”
25. СОУ 11.2- 30019775 – 019:2004. Свердловини на нафту і газ. Тиски опресування міжколонного простору після спуску проміжних та експлуатаційних колон. Розрахунок. ДК “Укргазвидобування”
26. СОУ 09.1-30019775-258:2018 Свердловини на нафту і газ. Обсадні труби. Порядок експлуатації. ДК “Укргазвидобування”
27. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.
28. СОУ 11.2-30019775-107:2007. Цементування свердловин на нафту і газ. Розчини тампонажні з тонкомеленими активними наповнювачами. Технологія приготування. ДК “Укргазвидобування”
29. СОУ 09.1-30019775-259:2016. Свердловини на нафту і газ. Підготовка ствола свердловини до спуску обсадних колон. ДК “Укргазвидобування”
30. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”
31. СОУ 11.2- 30019775 –144:2008. Свердловини на нафту і газ. Промивальні рідини для буріння в розрізах з АНПТ, перфорації та консервації свердловин. Блокуючі рідини для вторинного розкриття продуктивних пластів. Технологія приготування. ДК “Укргазвидобування”

32. СОУ 11.2 - 30019775 – 155:2009. Свердловини на нафту і газ. Високоінгібовані бурові розчини для буріння свердловин в складних гірничо-геологічних умовах ДДЗ. Технологія приготування. ДК “Укргазвидобування”
33. СОУ 11.2 - 30019775 – 157:2009. Свердловини на нафту та газ. Розчини тампонажні для високих температур. Компонентний склад. Технологія приготування. ДК “Укргазвидобування”
34. СОУ 11.2-30019775-176:2010. Свердловини на нафту і газ. Високоінгібовані бурові розчини для буріння свердловин в складних гірничо – геологічних умовах ДДЗ. ДК “Укргазвидобування”
35. СОУ 09.1-30019775-196:2012. Свердловини на нафту і газ. Попередження та ліквідація аварій при бурінні. ДК “Укргазвидобування”
36. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.
37. СОУ 09.1–30019775–215:2013. Свердловини на нафту і газ. Випробування обсадних колон на герметичність. ПАТ “Укргазвидобування”
38. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2017/04/04-Technology-Roundtable-Wellbore-Cementing.pdf>
39. Орловський В.М. Нові тампонажні матеріали пониженої густини / В.М. Орловський, В.С. Білецький, А.М. Похилко // Буріння свердловин. Науково-виробничий журнал Нафтогазова галузь України - №1 (49) 2021 р.
40. Інтернет джерело
https://cdn.brandfolder.io/BQOGXPBX/at/k965qg6gjmtpt4vj6ph76xq/ThermaLock_Cement-H01458.pdf
41. Хузина Л.Б. Підвищення якості будівництва свердловин застосуванням ефективною компоновки низу бурильної колони / Керування якістю у нафтогазовому комплексі. 2015. - № 2. - С. 52-56.
42. Орловський В.М. Тампонажні розчини з диференційованим темпом набору міцності / В.М. Орловський, В.С. Білецький, А.М. Похилко// DOI:10.32822/naftogazscience.2020.04.091 //

http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48699/1/PPNP_2020_4_Orlovskiyi_Tamponazhni_rozchyny.pdf

43. Інтернет

джерело

https://www.slb.ru/upload/iblock/6b4/216x280_slb_futur_rus.pdf