МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

**В. М. ОРЛОВСЬКИЙ, В. С. БІЛЕЦЬКИЙ,
В. І. СІРЕНКО**

НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ ПЛАСТІВ

Посібник для студентів спеціальності
185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Львів – Харків – Полтава – 2023

УДК 622.24

Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І.
Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.

ISBN 978 – 966 – 418 – 362 – 5

У навчальному посібнику розглянуто сучасні технології нафтогазовилучення з важкодоступних (некондиційні колектори) і виснажених пластів. Посібник призначений для студентів, які навчаються за спеціальностями 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу») нафтогазових інститутів та факультетів.

Посібник буде корисний для інженерно-технічного персоналу бурових та видобувних підприємств, а також при підготовці кваліфікованого персоналу робітничих професій для підприємств нафтогазової галузі.

Рецензенти:

Р.С.Яремійчук, доктор технічних наук, професор;
О. Г. Лазаренко – кандидат технічних наук, заст. тех. дир. з буріння група компаній ГЕО АЛЬЯНС;
М. Я. Бучинський – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз».

Рекомендовано до друку кафедрою «Нафтогазової інженерії і технологій» Харківського національного університету міського господарстваім. О.М.Бекетова (протокол № 12 від 30.12.2022)
Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут», (протокол № 1 від 27.09.2022)

ISBN 978 – 966 – 418 – 362 – 5

© Харків ХНУМГ імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», 2023
© Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І., 2023
© «Новий Світ-2000», ФОП Піча С.В., 2023

ЗМІСТ

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ……. 7

ВСТУП ……... 11

1. РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ВАЖКОВИДОБУВНИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ……..…… 14

1.1. Загальна характеристика запасів природного газу, нафти та конденсату України ……..…….. 15

1.2. Важковидобувні родовища вуглеводнів .....… 18

1.3. Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ ……..……..... 25

2. РОЗРОБКА ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМ БУРІННЯМ ……..… 29

2.1. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-скерованим бурінням …….. 29

2.2. Багатоярусні свердловини ……..…… 35

2.3. Свердловини спеціального профілю «риб'яча кістка», «березовий листок» ……..……..… 37

2.4. Радіальне кислотоструминне буріння ……..…... 39

3. ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ЗАБУРЮВАННЯМ НОВИХ СТОВБУРІВ ……..……... 43

3.1. Технологія забурювання нових стовбурів для відновлення свердловин ……...…… 45

3.2. Профілі свердловин із горизонтальними стовбурами ……... 50

4. СУЧАСНЕ ТЕХНІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМИ СТОВБУРАМИ ……..... 63

4.1. Системи верхнього привода ……..…….. 63

4.2. PDC долота …… 70

4.3. Гвинтові вибійні двигуни……..…… 78

4.4. Телеметричні системи ……...……... 85

4.5. Роторні керовані системи. ……..…… 104

5. РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ НА РІВНОВАЗІ ПЛАСТОВОГО І ВИБІЙНОГО ТИСКІВ І ДЕПРЕСІЇ ……..……... 118

5.1. Розкриття пластів на рівновазі …….……...…. 118

5.2. Буріння свердловин на депресії і репресії ……... 123

6. ПРОМИВАЛЬНІ І СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ІЗ ЗАКІНЧУВАННЯ І РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН ……..... 126

6.1. Вимоги до промивальних рідин при розкритті продуктивних пластів бічними стовбурами …… 126

6.2. Лігносульфонатно-кальцієві промивальні рідини ……..... 130

6.3. Промивальні рідини компанії Geo Synthesis engineering …... 134

6.4. Промивальні рідини для первинного розкриття продуктивних пластів …… 140

6.5. Спеціальні технологічні рідини для проведення комплексу робіт із закінчування і ремонту свердловин ……..…..... 147

6.6. Лабораторні прилади та обладнання для дослідження властивостей промивальних і спеціальних технологічних рідин ……. 154

7. ТАМПОНАЖНІ МАТЕРІАЛИ ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ……..….... 167

7.1. Тампонажні матеріали, що розширюються при тужавінні 168

7.2. Тампонажні матеріали з диференційованим темпом набору міцності ……..…..... 171

7.3. Полегшені тампонажні матеріали ……...…….. 174

7.4. Поважчені тампонажні матеріали …… 177

7.5. Комбінована (миючо-витіснювальна) буферна рідина КБР ... 179

7.6. Лабораторні прилади та обладнання для дослідження технологічних властивостей тампонажних матеріалів …….. 181

8. СУЧАСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ……... 191

8.1. Застосування методів підвищення нафтовилучення ……... 192

8.2. Класифікація методів підвищення нафтовилучення …..…..... 194

9. ТЕПЛОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ….. 208

9.1. Сучасні теплові методи підвищення нафтовилучення …...… 208

9.2. Застосування теплових методів у світовій практиці …….... 215

10. ГАЗОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ . 218

10.1. Застосування газових методів ……..……... 218

10.2. Світовий досвід застосування газових методів ……..…….... 222

11. ХІМІЧНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ……... 225

11.1 Витиснення нафти водними розчинами ПАР ……. 225
11.2. Витиснення нафти розчинами полімерів ……..... 228
11.3. Витиснення нафти лужними і кислотними розчинами…….. 228
11.4. Кислотні обробки привибійної зони свердловин ……..…. 230
11.5. Витиснення нафти композиціями хімічних реагентів. Міцелярні розчини ……...…. 234
11.6. Мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення ……. 237

12. ГІДРОДИНАМІЧНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ……... 241
12.1. Нестаціонарне (циклічне) заводнення ……..….. 241
12.2. Зміна напрямів фільтраційних потоків ……...…… 243
12.3. Форсований відбір рідини ……..... 244
12.4. Створення високих тисків нагнітання ……..... 245
12.5. Інші гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення .. 246

13. ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ……... 250
13.1. Класифікація застосовуваних складів для вирівнювання профілів приймальності нагнітальних свердловин ……..... 251
13.2. Світовий досвід застосування потоковідхилювальних методів …… 252
13.3. Сфера застосування потоковідхилювальних методів …….. 253

14. КОМБІНОВАНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ……...… 257
14.1 Комбінація теплового впливу із закачуванням розчинника .. 257
14.2. Комбіновані технології теплового впливу на пласт із закачуванням газу …….. 259
14.3. Закачування в пласт пари з піноутворювальними добавками ……... 260
14.4. Комбіновані технології теплового впливу з внутрішньопластовою генерацією хімічних реагентів ……..… 261

15. ФІЗИЧНІ МЕТОДИ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН ……...…... 263
15.1. Огляд деяких методів збільшення дебіту свердловин …….. 263
15.2. Термогазохімічний метод інтенсифікації припливу вуглеводнів ……...…... 266
15.3. Ударно-хвильова дія на привибійну зону пласта …….. 270
15.4. Депресійно-репресійна хіміко-гідродинамічна дія на привибійну зону пласта …… 274

16. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ 280
16.1. Призначення обладнання колтюбінгу …… 280
16.2. Загальна характеристика колтюбінгового устаткування ….. 282
16.3. Операції з довгомірними гнучкими трубами ……. 286

17. ТЕХНОЛОГІЯ СНАББІНГУ ……..…….. 289
17.1. Загальна характеристика технології снаббінгу у нафтогазовидобуванні……. 290

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК ……..... 293

УКРАЇНСЬКО–АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОПРОМИСЛОВИХ ТЕРМІНІВ …….. 300

ЛІТЕРАТУРА ……...… 305

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

А, В, C_1 – категорії розвіданих (промислових) запасів нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них

АГВУ – автоматизована групова вимірювальна установка

АКШ – акустичний каротаж широкосмуговий

АНПТ – аномально низький пластовий тиск

АПАР – аніоноактивні поверхнево-активні речовини

АСПР – асфальтосмолопарафінисті речовини

БДГТ – безмуфтова довгомірна гнучка труба

БП – блок превенторів

БУ – бурова установка

ВВН – високов'язка нафта

ВД – вибійний двигун

ВДЗ – важкодоступні запаси

ВДС – волокнисто-дисперсні склади

ВНК – водонафтовий контакт

ВПГ – в'язкопружний гель

ВПП – вирівнювання профілів приймальності свердловин

ВПС – в'язко-пружний склад

В/С – водосумішеве відношення

ВСП – вертикально сейсмічне профілювання

ВТС – вибійна телеметрична система

ГВВ – гідравлічний вібратор вибійний

ГВД – гвинтовий вибійний двигун

ГВК – газоводяний контакт

ГГП – газогідратні поклади

ГГР – газогідратне родовище

ГДРП – газодинамічний розрив пласта

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГеУ – гелеутворюючі склади

ГКП – газоконденсатні поклади

ГКР – газоконденсатне родовище

ГМПН – газові методи підвищення нафтовилучення

ГНВП – газонафтоводопрояви

ГНК – газонафтовий контакт

ГНО – глибинне насосне обладнання

ГПКФ – глибокопроникаючі канали фільтрації

ГРП – гідравлічний розрив пласта

ГС – газова свердловина

ГТЗ – геолого-технічні заходи у свердловині

ГУС – гелеутворюючий склад

ГШВТ – гнучкий шланг високого тиску

ЕГО – електрогідравлічна обробка свердловин

ЗПС – зшита полімерна система

ІГК – інгібітор гідратоутворення комплексний

ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

ІФХВ – імпульсний фізико-хімічний вплив

КВН – коефіцієнт вилучення нафти

КВП – контрольно-вимірювальні прилади

КВТ – криві відновлення тиску

КГІТ – кавітаційний генератор імпульсів тиску

КГРП – кислотний гідравлічний розрив пласта

КГТ – колона гнучких труб

КНБК – компоновка низу бурильної колони

КНС – кущова насосна станція

КПАР – катіоноактивні поверхнево-активні речовини

КРС – капітальний ремонт свердловин

МІВН – методи інтенсифікації видобутку нафти

МПН – методи підвищення нафтовилучення пластів

МР – міцелярний розчин

МФН – міжфазний натяг

НКТ – насосно-компресорні труби

НОБТ – немагнітні обважнені бурильні труби

НПАР – нейоногенні поверхнево-активні речовини

ОБТ – обважнені бурильні труби

ОЗЦ – очікування затвердівання цементу

ОК – обсадна колона

ОПЗ – обробка привибійної зони

ОУ – осадоутворюючі склади

ПАА – поліакриламід

ПАД – пересувний агрегат депарафінізації

ПАР – поверхнево-активні речовини

ПАР – полікристалічні алмазні різці

ПВМ – потоковідхилювальні методи дії на пласт

ПВС – прогрів вибою свердловини

ПГД – промислово-геофізичні дослідження

ПГС – полімер-гелевий склад

ПДС – полімер-дисперсний склад

ПЗП – привибійна зона пласта (порід)

ПКО – проста кислотна обробка

ППТ – підтримання пластового тиску

ПСУ – паросилова установка

ПТВ – паротепловий вплив

ПЦО – пароциклічна обробка свердловин

РІР – ремонтно-ізоляційні роботи

РКС – роторна керована система

РРП – радіальне розкриття пласта

СВП – система верхнього привода

C_2 – категорія попередньо оцінених запасів нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в ній

СГС – свердловина з горизонтальним стовбуром

С/О – киснево-вуглецевий каротаж

СПО – спуско-підіймальна операція

СПС – свердловина з похило-скерованим стовбуром

ФА – фонтанна арматура

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ЦЗТС – цементно-зольна тампонажна суміш

ШЗЗ – швидкоз'ємне з'єднання

ШФЛВ – широкі фракції легких вуглеводнів

API (American Petroleum Institute) – Американський нафтовий інститут

CSS (Cyclic Steam Stimulation) – циклічна парова стимуляція

EOR (Enhanced oil recovery) – третинний метод нафтовидобутку

IOR (Improved Oil Recovery) – покращена нафтовіддача

LWD (logging while drilling) – реєстрація під час буріння (телесистема)

MEOR (Microbial enhanced Oil Recovery) – мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення

MSW-frac (Multy Storey Well + fracking) – технологія багатоярусного буріння з проведенням гідророзриву пласта

MWD (measurement while drilling) – вимірювання під час буріння (телесистема)

PDC – долота (Polycrystalline diamond compact – полікристалічний алмазний композит)

SAGD (steam-assisted gravity drainage) – гравітаційний дренаж з використанням пари

SMA – вибійний двигун із регульованим кутом перекосу

UBD – буріння свердловин на депресії

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли зросла потреба у нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році гасової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Про важливу роль нафти і природного газу в економіці країни говорить динаміка видобування нафти і газу на теренах України. У 1909 році на Прикарпатті видобування нафти досягало 2 млн т на рік. Перший газопровід Борислав – Дрогобич був збудований у 1912 році. Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли в середині – другій половині XIX століття на Прикарпатті, що належало Австро-Угорщині, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

На початку XX століття на Прикарпатті почали застосовувати попутний нафтовий газ у промислових масштабах.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу на теренах України пов'язаний з відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке почали експлуатувати з 1924 року.

Сьогодні провідне місце за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна. Основні родовища нафти і природного газу знаходяться в Харківській, Сумській, Полтавській, Дніпропетровській і Чернігівській областях.

Найбільше з газових родовищ – Шебелинське (80 % усіх запасів газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі і Долині.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Найбільші з них – Голіцинське, Джанкойське, Глібівське, Оленівське, Задорненське, Стрілківське.

Україна має великі потужності з нафтопереробки – це нафтопереробні заводи: Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський та газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 50 – 80-х роках ХХ ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газоконденсатом було досягнуто 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд м^3.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти і природного газу в Україні стабільно скорочувався у зв'язку з виснаженням старих родовищ, які інтенсивно експлуатувалися в період перебування України у складі СРСР. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м^3.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в державі утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснюються заходи по упровадженню ефективних способів збільшення обсягів видобутку нафти та природного газу.

Сьогодні в Україні відомі 273 газових, газоконденсатних і нафтових родовища, з яких майже 200 перебувають у стані розробки або дослідно-промислової експлуатації. На території України є три нафтогазоносні регіони: Карпатський, Дніпровсько-Донецький і Причорноморсько-Кримський.

У 2014 році видобуток нафти і газового конденсату продовжував падати, їх було видобуто 2,72 млн т, а видобуток природного газу вдалося стабілізувати і навіть дещо збільшити до 19,8 млрд м^3.

У 2019 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,6 млрд м^3 природного газу.

У 2020 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,2 млрд м^3 природного газу.

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд. м^3.

Мета навчального посібника – полегшити вивчення навчальних дисциплін, які стосуються нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів, зокрема, магістерського курсу «Новітні технології буріння, відновлення і ремонту свердловин».

Автори розглядають пропонований посібник «Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів» як один із основних для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу») нафтогазових інститутів і факультетів університетів і будуть вдячні читачам за зауваження та поради, які будуть враховані при підготовці наступних видань навчального посібника.

Автори висловлюють подяку групі компаній "ДТЕК Нафтогаз" за фінансову підтримку у тиражуванні навчального посібника.

1. РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ВАЖКОВИДОБУВНИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Нафта, газ і продукти їх переробки сьогодні мають велике значення для функціонування економіки і життя населення України і зберігатимуть його у найближчій перспективі. Тим часом, за наявності значних запасів вуглеводнів, сьогодні Україні не вдається зберігати щорічний обсяг видобутку нафти на сталому рівні, який в останні роки поступово скорочувався від 4 млн т нафти з конденсатом у 2009 році до 2,4 млн т у 2019 році. Тому оцінка вуглеводневого потенціалу надр (ВПН) і видобуток власної вуглеводневої сировини є стратегічно важливим завданням для України.

Проблемі дослідження геології, геохімії, гідрогеології та ресурсного забезпечення нафтогазовидобувної галузі України присвятили свої роботи науковці В. Сельський, В. Порфірьєв, С. Суботін, М. Ладижинський, Ю. Арсірій, Г. Доленко, В. Гавриш, В. Забігайло, О. Лукін, М. Євдощук, М. Павлюк, І. Наумко, І. Чебаненко, П. Шпак, Б. Маєвський, О. Істомін, Е. Чекалюк, М. Багрій, В. Суярко, О. Бартащук та ін. Геологорозвідувальні роботи з пошуків родовищ нафти і газу та видобуток вуглеводневої сировини в Україні здійснюється у трьох регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецька западина (ДДз) і Донбас), Західному (Волино-Подільська плита, Передкарпаття, Карпати та Закарпаття) і Південному (Переддобруджя, Причорномор'я, Крим та відповідні сектори акваторій Чорного і Азовського морів).

Проте, у структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важковидобувних запасів, освоєння яких у сучасних економічних умовах пов’язане зі значними інвестиціями. Тому розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється низькими темпами і, як свідчить досвід, кінцева нафтовіддача продуктивних пластів цих родовищ не перевищує 30 % від початкових балансових їх запасів. Обсяг таких запасів за останні 30 років в Україні збільшився майже втричі та перевищив 68 % від загальних запасів. В Україні це, насамперед, запаси нафти у малопроникних колекторах і тонких пластах, залишкові запаси вуглеводнів, які формуються на пізній стадії розробки родовища, високообводнені поклади, важка високов’язка нафта і бітуми. Усе це – важливі напрями освоєння вуглеводневого потенціалу надр у сучасних умовах, які сьогодні успішно реалізують у країнах-лідерах нафтогазовидобування, зокрема, у США і Канаді. Для України

освоєння таких запасів також є вкрай актуальним, хоча сьогодні їм не приділяють належної уваги.

1.1.Загальна характеристика запасів природного газу, нафти та конденсату України

Станом на 2012 рік, за даними, наведеними Я.С. Витвицьким та І.М. Іванченком (ІФНТУНГ), початкові потенційні ресурси вуглеводнів України в переліку на умовне паливо оцінюються в 9 322,7 млн т, із яких нафта з конденсатом становить 1 643,4 млн т (17,6 %). Початкові розвідані запаси вуглеводнів (категорії $A+B+C_1$), що розробляються, дорівнюють 3 501,1 млн т у.п., початкові ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а ступінь виробленості (частина накопиченого видобутку в початкових потенційних ресурсах) – відповідно 27,4 і 25,5%, тобто 7 004,3 млн т у.п. (75,1 %) початкових потенційних ресурсів залишаються ще в надрах, із яких 5 821,6 млн т у.п. відносяться до категорії нерозвіданих[1].

Станом на 01.01.2021 за даними Державної служби геології та надр України загальна кількість газових родовищ в країні – 467 (включно 76 комплексних), нафтових – 216 (включно 127 комплексних) і 269 комплексних родовищ газового конденсату. Відповідно розроблялося 285 газових, 145 нафтових і 191 газоконденсатне родовище. Балансові (видобувні) запаси складали (всього): природного газу[2] – 719 064 млн.м^3, нафти – 84 796 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 31 562 тис.т. Балансові (видобувні) запаси в розробці відповідно складали: природного газу – 618 719 млн.м^3, нафти – 69 949 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 27 430 тис.т. Забалансові запаси складали: природного газу – 11 097 млн.м^3, нафти – 22 464 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 8 449 тис.т. З невизначеним промисловим значенням:

[1] Я.С. Витвицький, І.М. Іванченко, 2012 http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/167061/5-%D0%92%D0%B8%D1%82%D0%B2%D0%B8%D1%86%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9.pdf?sequence=1

[2] в т.ч. газ центрально-басейного типу Святогірського родовища в кількості 1004 млн м^3 (клас 122), 96989 млн м^3 (клас 332), конденсат – в кількості 5 тис. т (клас 122), 1942 тис. т (клас 332)

природного газу – 373 103 млн.м^3, нафти – 226 201 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 24 464 тис.т.[3]

Наведемо докладнішу характеристику запасів природного газу, нафти та конденсату України[4].

Природний газ

Родовища газу і газові площі в Україні зосереджені в трьох регіонах: Східному (289), Західному (135) та Південному (43).

Східний нафтогазоносний регіон є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і видобутком нафти та газу. Родовища нафти та газу Східного регіону приурочені до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох провінцій: Балтійсько-Переддобруджинської та Карпатської. У межах першої знаходиться Волино-Подільська нафтогазоносна область, яка розташована в зоні Львівського палеозойського прогину. Українську частину Карпатської провінції складають Передкарпатська і Карпатська нафтогазоносні та Закарпатська газоносна області.

Південний нафтогазоносний регіон включає південну частину Балтійсько-Переддобруджинської провінції – Переддобруджинську нафтогазоносну область, яка розташована в межах однойменного палеозойського прогину, а також Індоло-Кубанську, Причорноморсько-Кримську нафтогазоносні та Азовсько-Березанську газоносну області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції.

Вільний газ родовищ висококалорійний (30 – 40 тис. КДж), в основному, не сірчистий, вміст азоту та вуглекислого газу незначний. Густина газу відносно повітря коливається від 0,556 до 1,1. Поточний стан стабільного конденсату в газі змінюється від 1 до 2 265 г/м^3. Середній вміст етану, пропану, бутанів у вільному газі становить відповідно: 5,58; 2,06; 0,74 %; гелію – 0,07 %.

Близько 94 % запасів природного газу зосереджені на 443 об’єктах суші, а 6,0 % – на 15 родовищах шельфу Азовського і Чорного морів.

[3] Мінеральні ресурси України – Київ, Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2021. 270 с. https://geoinf.kiev.ua/wp/wp-content/uploads/2021/11/m_r_2021.pdf

[4] За джерелом: Мінеральні ресурси України – Київ, Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2021. 270 с. https://geoinf.kiev.ua/wp/wp-content/uploads/2021/11/m_r_2021.pdf

Всього поточні (станом на 2021 р.) потенційні ресурси газу складають 5 506 млрд м^3. Доступні для видобутку лише 719,1 млрд м^3 газу, решта – потребує додаткового геологічного вивчення.

Основним газовидобувним підприємством України на 2021 р. є АТ "Укргазвидобування" НАК "Нафтогаз України". Незначну кількість видобувають також ПАТ "Укрнафта" та комерційні структури.

Нафта і конденсат

Основні запаси і видобуток нафти приурочені до Східного регіону, де зосереджено понад 51 % розвіданих запасів і видобувається 1 125 тис. т нафти в рік (67,3 % від загального видобутку України). На родовищах Західного регіону ці показники становлять відповідно 35,8 % та 32,7 %. На родовищах Південного регіону 13 % та 0 %. У 2020 році з надр видобуто 1671 тис. т нафти. Видобуток конденсату у 2020 році склав 758 тис. т. Балансові (видобувні) запаси нафти вироблені на 80,2 %, а конденсату – на 53,0 %. Перспективні ресурси нафти станом на 01.01.2021 р. враховані на 101 площі та 79 родовищах в кількості 117 314 тис. т, в тому числі на нерозкритих пластах родовищ – 5 795 тис. т, на перспективних площах – 111 519 тис. т.

Основні запаси конденсату (89,6 %) зосереджені в палеозойських відкладах Східного регіону. В Західному регіоні запаси конденсату виявлені в кайнозойських відкладах (4,4 %), в Південному – мезозойських та кайнозойських (6 %). Поточний вміст стабільного конденсату в газі Східного регіону змінюється від 1 до 1 411 г/м^3, Західного – від 2 до 2 625 г/м^3, Південного – від 4,1 до 843,4 г/м^3. Ступінь утилізації конденсату становить 100 %.

Розвіданість початкових потенційних ресурсів нафти дорівнює 34,2 %, конденсату – 83,1 %, а ступінь їх виробленості, відповідно 84,8 % та 20,5 %.

Головним нафтовидобувним підприємством України є ПАТ "Укрнафта". Незначну кількість нафти також видобувають АТ "Укргазвидобування", СП "УкрКарпатОйл", СП "Каштан-Петролеум ЛТД", СП "Полтавська газонафтова компанія", СП "Бориславська нафтова компанія", ЗАТ "Видобувна компанія "Укрнафтобуріння" та інші.

1.2. Важковидобувні родовища вуглеводнів

Критерії, за якими категорія запасів визначається як важковидобувні, окреслені у постанові КМ України від 7 листопада 2013 року № 838. Такими визнаються ділянки, вилучення запасів вуглеводневої сировини, з яких ускладнене наявністю хоча б одного із таких критеріїв:

– нафти покладів відносяться до категорії високов'язких (з динамічною в'язкістю у пластових умовах понад 30 мПа·с);

– колектори відповідних ділянок надр, у яких розміщені запаси вуглеводневої сировини, є низькопроникними (менше 0,05 мкм^2 для нафти і менше 0,02 мкм^2 для природного газу);

– запаси нафти локалізовані у нафтових облямівках і підгазових зонах нафтогазоконденсатних родовищ із висотою нафтового покладу менш як 30 метрів і шириною не більше як 200 метрів;

– ступінь вироблення початкових видобувних запасів нафти становить понад 80 %, природного газу – понад 85 %;

– середня обводненість продукції нафтових покладів становить понад 80 % за умови вилучення понад 60 % початкових видобувних запасів;

– у покладах газу з активним водонапірним режимом вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;

– у газоконденсатних покладах з початковим вмістом конденсату у пластовому газі понад 200 г/м^3 вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;

– газоконденсатні поклади з початковими балансовими запасами газу становлять менше 0,5 млрд м^3;

– родовища розташовані у морських акваторіях.

Якісна характеристика та структура важковидобувних запасів нафти в Україні виглядає наступним чином:

– малопроникні колектори – 55,13 %

– високообводнені поклади – 26,60 %

– високовироблені поклади – 15,12 %

– підгазові зони – 0,03 %

– високов'язкі нафти – 3,12 %.

Особливістю будови продуктивних пластів більшості родовищ нафти і газу України є значне поширення низькопроникних колекторів із підвищеним вмістом глинистої складової, які вміщують значні запаси нафти. Низькопроникні колектори характеризуються складними техногенними процесами при розробці внаслідок зміни

фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ), як за площею, так і за розрізом продуктивної товщі.

Розробка нафтових родовищ із низькопроникними колекторами (НПК), вимагає застосування сучасних технологій, зокрема, з використанням свердловин із горизонтальними стовбурами (СГС). Низька, у ряді випадків, ефективність використовуваних технологій розробки пов'язана з недостатньо повним урахуванням геолого-промислових особливостей цих об'єктів розробки і складних техногенних процесів, що протікають у продуктивних пластах. Це призводить до істотної розбіжності фактичних і проєктних показників ефективності застосовуваних технологій, вибору нераціональних режимів роботи свердловин, зокрема, значень депресії вище критичних, що, у кінцевому підсумку, призводить до зниження обсягів видобутку нафти.

Для підвищення дебіту свердловин, які експлуатують низько-проникні колектори, найчастіше застосовуються технології закачу-вання кислот у продуктивні пласти. Хімічний склад реагентів, що використовуються при цьому, різноманітний: від водних розчинів соляної кислоти різної концентрації (5 – 28 %) до багатокомпонентних композицій. Технологічно виділяються методи із закачуванням кислотного складу без перевищення тиску гідророзриву пласта (ГРП) і кислотний ГРП (КГРП). Вибір конкретної технології залежить від початкових фільтраційно-ємнісних властивостей об'єкта розробки, ступеня їх зміни у процесі закачування кислот у свердловини та подальшого видобутку вуглеводнів. Не врахування фільтраційно-ємнісних властивостей може призвести до відсутності позитивного результату, а також псування обладнання. Технологія кислотного ГРП у низькопроникних колекторах спрямована на формування гідравлічних тріщин на значній відстані від стовбура свердловини (або розкриття мережі природних тріщин) високої провідності і збереження їх у часі. Взаємодія компонентів кислот із породою при кислотному ГРП відбувається при їх прокачуванні через гідравлічні тріщини. Негативним впливом кислоти є зниження міцнісних властивостей породи. Цьому явищу необхідно приділяти особливу увагу, оскільки дія значних горизонтальних напруг може призвести до зминання виступів у місцях дотику двох протилежних стінок тріщин і зниження провідності гідравлічної тріщини. У зв'язку з цим слід оцінювати провідність тріщин, створених із застосуванням різних технологій ГРП, у лабораторних умовах.

Аналіз стану видобутку нафти на багатьох родовищах України свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні у процесі розкриття пластів та їх розробки. Численні вітчизняні та зарубіжні дослідження, виробничий і промисловий досвід свідчать, що в процесі буріння та освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта, що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати промивальних рідин можуть проникати у продуктивні пласти на глибину в середньому до 1,5 м, а інколи і більше. При цьому вода або фільтрат промивальної рідини відтісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, зумовлюючи зниження проникності колектора на 50 % і більше. Недосконалість методів освоєння та експлуатації таких свердловин призводить до занижених показників їх експлуатації, внаслідок чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано.

Окрім цього, протягом тривалого періоду експлуатації свердловин також відбувається погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта у вигляді забруднення сольовими розчинами, відкладами асфальто-смолисто-парафінових речовин внаслідок термохімічних реакцій, змикання тріщин тощо. Залишкові запаси таких пластів і покладів теж здебільшого відносяться до важковидобувних.

Практично більшість великих нафтових родовищ України знаходяться на пізній стадії експлуатації, характеризуються значним ступенем вироблення запасів високопродуктивних покладів і високою обводненістю. Запаси залишкової нафти у виснажених пластах величезні. Вони є значним резервом нафтовидобувної промисловості. Підвищення коефіцієнта нафтовіддачі пласта із середніми запасами до 0,7 – 0,8 рівнозначне відкриттю нових родовищ.

Залишкова нафта у вироблених покладах переважно знаходиться у такому стані, що вилучення її звичайними методами розробки неможливе. Особливістю залягання залишкової нафти є нерівномірність насичення нею вмісних колекторів, яка проявляється на різних рівнях, починаючи від окремих пор (защемлена нафта) і закінчуючи окремими ділянками покладу. Друга характерна риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії запомповуваної і пластової вод із природною

нафтою і пластом-колектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта. Форма і розподіл залишкових запасів нафти залежать від комплексу природних і штучних чинників, які визначають і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в'язкість нафти, колекторські властивості пластів, початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу, густота сітки свердловин тощо.

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягнути широким впровадженням сучасних методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування вуглеводнів. На нафтогазових родовищах України застосовуються різноманітні гідродинамічні, теплові, хімічні та інші методи підвищення нафтовіддачі. Слід звернути увагу на гостру необхідність розширення номенклатури сучасних методів підвищення нафтовіддачі, адже роботи з їх впровадження ведуться на невеликій кількості родовищ України через технічні та економічні причини.

Ще одна категорія важковидобувних запасів нафти пов'язана із запасами важких високов'язких нафт.

Поняття *«важка нафта»* не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 0,8927 г/см^3 і іранська нафта густиною 0,8703 г/см^3. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 0,934 г/см^3.

У 1987 році на XII Світовому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була прийнята загальна схема класифікації нафт і природних бітумів:

– легкі нафти – з густиною менше 870,3 кг / м ³;

– середні нафти – 870,3 – 920,0 кг / м ³;

– важкі нафти – 920,0 – 1000 кг / м ³;

– надважкі нафти – більше 1000 кг / м ³ при в'язкості менш 10 000 мПа·с;

– природні бітуми – більше 1000 кг / м ³ при в'язкості понад 10 000 мПа·с.

Важка високов'язка нафта і бітуми (мальти, асфальти, асфальтити тощо) серед нетрадиційних (додаткових) джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з «нормальною» нафтою, а по-друге, колосальними ресурсами. Їхні сумарні геологічні запаси лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т.

На території України були всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти, мальт і асфальтів. Але ступінь їх розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький. Скупчення важкої високов'язкої нафти і бітумів у ДДз, а також у Переддобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків нафти і газу. Великі поклади важкої високов'язкої нафти і мальти відкрито на Яблунівському газоконденсатному (у потужних алювіальних пісковиках башкирського і московського ярусів), Бугруватівському нафтовому (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також низці інших родовищ. Успішний досвід розвідки важкої нафти і мальти на Яблунівському і Бугруватівському родовищах свідчить про доцільність супутнього «залучення» цього додаткового джерела вуглеводнів під час видобування нафти, газу і конденсату. Але найцікавішими з цього погляду є зони облямівок і периферійні частини різних басейнів. Це насамперед північно-західна частина ДДз, виділена свого часу як Деснянський бітумоносний басейн, де вже відкрито низку (Бахмацьке, Тванське та ін.) родовищ важкої нафти і бітумів[5, 6].

Високов'язкі нафти – нафти, які не підлягають у своїй течії законові в'язкого тертя Ньютона (так звані неньютонівські нафти) характеризуються аномалією в'язкості при малих напругах зсуву, а також порушенням закону Дарсі при фільтрації в пористому середовищі (рухливість нафти при малих градієнтах тиску дуже низька).

Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням застійних зон, нафтовіддача при традиційних способах розробки низька, витіснення нафти водою призводить до швидкого обводнення видобувних свердловин.

Слід відзначити, що завдяки особливостям генези й умовам залягання, технологія видобування важкої нафти і бітумів та отримання з них вуглеводнів, на відміну від інших додаткових джерел вуглеводневої сировини, в наш час є реальною. Сьогодні є система апробованих технологічних методів, завдяки яким Канада вийшла на

[5] Аналіз ресурсного потенціалу та економічних проблем нафтовидобування в Україні із родовищ вуглеводнів, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних / Я. С. Витвицький, М. С. Пілка // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. – 2016. – № 1. – С. 30–35. http://194.44.112.14/handle/123456789/5405

[6] Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997. – 225 с.

одне з провідних місць у світі за видобутком бітумінозної нафти. Підвищення нафтовилучення покладів аномально в'язких нафт досягається термічним діянням на пласт, шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоко залеглих покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх на перекачувальних станціях підігрівають, уводять диспергатори парафіну.

Успішне освоєння технологій видобування природних бітумів дозволило суттєво переоцінити загальний вуглеводневий потенціал надр ряду країн. Сьогодні за доведеними запасами нафти Канада займає друге (після Саудівської Аравії), а газу – четверте (після Росії, Ірану, США) місце у світі.

Враховуючи великі прогнозні ресурси важкої нафти і природних бітумів в Україні, а також хоча й обмежений, але досить позитивний вітчизняний досвід їхнього розроблення, цей напрям освоєння вуглеводневого потенціалу надр треба віднести до пріоритетних. Необхідно інтенсифікувати отримання синтетичних вуглеводнів із виявлених покладів цих нафтидів на розроблюваних нафтових і газоконденсатних родовищах (Яблунівське, Бугруватівське, Скоробагатьківське, Решетняківське, Свидницько-Коханівське тощо), запровадити розробку родовищ важкої високов’язкої нафти і бітумів (Бахмацьке, Тванське, Холмське в північно-західній частині ДДз), а, головне, розпочати пошуки і розвідувальні роботи щодо покладів важкої нафти і природних бітумів у межах зазначених зон із перспективами відкриття їх значних запасів на невеликих глибинах.

Що стосується економічних проблем нафтовидобування, то провідною компанією нафтогазового комплексу України є ПАТ "Укрнафта" (69,1 % видобутку нафти з конденсатом та 10,6 % газу) виявлено дві негативні тенденції у цій галузі. Це відставання темпів відтворення мінерально-сировинної бази від темпів видобування вуглеводнів і перехід більшості високопродуктивних родовищ у завершальну стадію розробки, яка характеризується прогресуючим виснаженням пластової енергії, обводненням свердловин і зростанням частки важковидобувних запасів.

У таких умовах одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення. Станом на 2020-і роки на родовищах України,

зокрема, і ПАТ "Укрнафта", серед великого арсеналу відомих методів застосовують переважно заводнення, яке поступово, з переходом більшості нафтових родовищ на пізню стадію, втрачає свою ефективність. Також, заводнення призводить до передчасного обводнення продукції видобувних свердловин, інтенсивного зниження дебіту нафти і, як наслідок, перехід свердловин до стану нерентабельних. Особливо така ситуація притаманна для родовищ із високов'язкими нафтами (Яблунівське, Бугруватівське східного нафтогазоносного регіону, Коханівське західного нафтогазоносного регіону). Якщо не вживати заходів щодо призупинення розвитку цих негативних тенденцій, то за існуючих темпів видобування рентабельні запаси нафти наблизяться до вичерпання, і під питанням буде не тільки подальше зростання видобування, а й збереження його досягнутого рівня.

Наприклад, Бугруватівське родовище характеризується високою складністю геологічної будови і умов нафтонасичення продуктивних пластів. Розробка покладів нафти ускладнюється блоковою геологічною будовою, значною неоднорідністю колекторських властивостей продуктивних пластів із нафтою в'язкістю 19,9 – 40 мПа·с у пластових умовах і густиною 892,1 – 898,5 кг/м^3. Запаси нафти цього родовища, за проєктними техніко-економічними показниками, можуть бути вилучені тільки за умови використання сучасних методів підвищення нафтовилучення.

Важливою проблемою, що потребує особливої уваги, є прогресуюче обводнення нафтогазоносних покладів. Для вирішення цієї проблеми у нафтовидобувній галузі все частіше застосовують розчини полімерів, які характеризуються високою в'язкістю, тиксотропністю, псевдопластичністю. Потреба у полімерах виправдана тим, що вони здатні впливати на реологічні властивості водних систем і утворювати гелі необхідної в'язкості. Полімерне заводнення полягає в додаванні полімеру у воду для зменшення її рухливості. Використання полімерів дає можливість значною мірою знизити проникність по водній фазі, вирівняти фронт витіснення нафти водою, продовжити безводний період експлуатації свердловин, що сприяє збільшенню повноти вилучення нафти.

В Україні, з метою стабілізації і нарощування рівнів видобутку нафти, розроблено наукові засади вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу, що спрямовані на підвищення техніко-економічної ефективності сучасних інноваційних технологій

видобутку вуглеводнів і збільшення нафтогазовилучення в умовах погіршення структури запасів. Сюди потрібно віднести:

– систему постійнодіючого моніторингу розробки родовищ із використанням гідродинамічного моделювання;

– методику оперативної оцінки технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення;

– методичні основи довгострокового прогнозування рівнів видобутку нафти і газу;

– методику локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин;

– технології підвищення продуктивності свердловин, обмеження припливів пластових вод, ліквідації заколонних перетоків тощо.

Нафтова промисловість України, як і більшості нафтовидобувних країн світу, пройшла період максимального обсягу видобутку, за яким неминуче настає спад. Максимальний рівень видобутку нафти з конденсатом (14,4 млн т, 1972 р.) забезпечувався введенням у розробку великих родовищ нафти і газу, розташованих у Дніпровсько-Донецькій западині. Незмінною залишилася їх роль і сьогодні, коли близько 20 % родовищ забезпечують 80 % видобутку вуглеводнів, а решта 80 % – лише 20 %. Спроби зменшити темпи падіння видобутку, які здійснювали насамперед шляхом збільшення об’ємів експлуатаційного буріння, а також виявлення раніше пропущених інтервалів і прошарків, мали епізодичний характер і за різних причин не змінили загальний тренд кривої видобутку нафти з конденсатом. Отже, для збереження досягнутого рівня видобутку та його нарощування, саме на родовищах ДДз, необхідно удосконалювати існуючі системи розробки. Відповідно до прогнозів, вирішення цього завдання є технічно і технологічно можливим.

1.3 Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ

Пошуково-розвідувальні роботи здійснюють із метою відкриття нафтового або газового родовища, визначення його запасів і складання проєкту розробки. Комплекс пошуково-розвідувальних робіт охоплює польові геологічні, геофізичні та геохімічні роботи з подальшим бурінням свердловин, що дозволяє здійснити розвідку родовища.

Незважаючи на наявність багатьох методів пошуково-розвідувальних робіт, проблема підвищення ефективності пошуково-

розвідувальних робіт на нафту і газ до останнього часу залишається актуальною.

За статистикою, в середньому по всіх регіонах світу успішність відкриття нафтових і газових родовищ існуючими методами складає 30 %, тобто лише на кожній третій структурі, яку рекомендують до глибокого розвідувального буріння, підтверджується наявність промислових запасів нафти і газу.

Тому активні планомірні і навіть випереджальні видобуток пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ є обов'язковою умовою забезпечення нафтогазовидобувної промисловості розвіданими запасами пластових флюїдів.

За даними професора Р.С. Яремійчука, в Україні з середини 1970-х років минулого століття спостерігався зворотній процес – майже всі бурові підприємства України були скеровані для роботи у Західному Сибіру Росії. Майже повне припинення фінансування бурових геолого-розвідувальних робіт в Україні обгрунтовувалось відсутністю запасів нафти і газу на території України і безперспективність їх пошуків. Попри це під керівництвом організатора виробництва і фахового геолога Петра Шпака були розроблені і затверджені Урядом України державні програми, згідно з якими в 2010 році в Україні мали видобувати 34 млрд. куб. м. газу і 8 млн тонн нафти. Враховуючи фінансові можливості держави, ці цифри були відкориговані, відповідно, до 28 млрд $м^3$ газу і 5 млн тонн нафти. Окрема Програма, розроблена для акваторій Чорного і Азовського морів, передбачала в найближчі сім років видобувати в Південному нафтогазовому регіоні 2,5 млрд $м^3$ газу. Але виконання цих державних Програм не було виконано через їх недофінансування (профінансовані Урядом лише на 10 %). За роки незалежності України були повністю ліквідовані всі бурові геолого-розвідувальні підприємства на Заході та на Сході України. Внаслідок цього було втрачено професійних кадрів бурових геолого-розвідувальних підприємств, які є однією з вирішальних ланок пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ[7].

На сьогодні значною проблемою нафтогазової галузі України є недостатній рівень фінансування геолого-розвідувальних робіт. Тому існує проблема докорінної зміни фінансування геолого-розвідувальної галузі на нафту і природний газ.

[7] Р.С.Яремійчук Теорія і практика освоєння свердловин та сучасні методи інтенсифікації припливів вуглеводнів до свердловин. / Геотехнології. 1919. № 2, С. 12–15. http://library.kpi.kharkov.ua/files/JUR/gt_2019_2.pdf

Зарубіжний підхід до вирішення проблем фінансування геолого-розвідувальних робіт характеризується високою пайовою участю держави у фінансуванні програм пошукових і геолого-розвідувальних робіт. Пайовий внесок «держава–бізнес» становить в: Австралії 30 – 40 %, Великій Британії 33 – 35 %, Канаді 38 – 40 %, США 50 – 70 %, Японії 75 – 80 %.

В умовах України доцільно сконцентрувати обмежені ресурси на здійснення комплексу геолого-економічних досліджень із застосуванням сучасних техніки і технологій геологічного та гідродинамічного моделювання родовищ нафти і газу, економічній оцінці запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах із застосуванням концепції дисконтування, теорії реальних опціонів, економічній оцінці проєктів і варіантів розробки із застосуванням буріння свердловин із боковими стовбурами (зокрема, за схемою «риб'яча кістка»)[8], інших сучасних технічних і технологічних рішень і, на цій основі, здійснити обґрунтування черговості введення в розробку найперспективніших малих родовищ. Також треба зазначити, що малі родовища можуть бути освоєні на місцевому рівні шляхом залучення приватних інвестицій, і це буде значним резервом і допомогою в нарощуванні власного видобутку вуглеводнів.

Сьогодні одним із напрямків залучення інвестицій є співпраця приватних компаній з державними, які володіють значною кількістю ліцензійних ділянок. Така співпраця може бути у вигляді спільної діяльності на нафтовому родовищі і може бути пов'язана, як із розбурюванням покладів певних горизонтів, де залягають важковидобувні запаси нафти, так і з бурінням свердловин з горизонтальними стовбурами (СГС), свердловин на інші, наприклад, глибоко-залеглі поклади.

Спільна діяльність держави і приватного бізнесу має ряд переваг, серед яких основними є: висока економічна ефективність інвестиційної діяльності, яка досягається за рахунок використання податкових преференцій, встановлених законодавством із метою стимулювання додаткового видобутку вуглеводнів при реалізації інвестиційних проєктів на родовищах із важковидобувними запасами, а також мінімізація фінансових ризиків, які лягають на приватних

[8] Для прикладу: у 2010 році в США і в Канаді було здійснено більше ста тисяч колтюбінгових свердловинних операцій. В одній з канадських свердловин високов'язкої нафти було створено 93 колтюбінгових відгалужень, при цьому її дебіт зріс з 6-и до 68-и тонн за добу.

інвесторів. При цьому досягається мета вищого порядку – підвищується ступінь енергонезалежності країни.

З метою оцінки перспектив ведення робіт із розбурювання покладів, де залягають важковидобувні запаси нафти та оцінки можливості їх виконання в межах договору про спільну діяльність, необхідно особливу увагу звернути на техніко-економічні обґрунтування з використанням сучасних методів проєктного аналізу.

Не менш важливим завданням є розроблення гнучкого та зрозумілого механізму рентного оподаткування галузі з досягненням максимального балансу інтересів держави і надрокористувачів, і збереження економічної мотивації для них. Адже рентні платежі становлять найбільшу частку податкових зобов'язань нафтогазовидобувних підприємств.

Контрольні питання

1. Що розуміють під важковидобувними запасами вуглеводнів?

2. Назвіть критерії, за якими категорія запасів визначається як важко видобувні?

3. Які технології застосовуються для підвищення дебіту свердловин, що експлуатують низькопроникні колектори?

2. РОЗРОБКА ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМ БУРІННЯМ

У кінці XX – на початку XXI ст. в Україні склалася ситуація, коли надрокористувачі не поспішають інвестувати в розвідку і пошук вуглеводнів, передусім намагаючись експлуатувати запаси, підготовлені ще в кінці XX ст. Між тим, більшість із близько 250 українських родовищ, які станом на 2020 рік перебувають у промисловій експлуатації, є малими, маючи початкові запаси до 1 млн. т нафти (88 % розвіданих) і до 1 млрд. $м^3$ газу (43 %). Понад 57 % запасів (усі Прикарпатські) є важковидобувними, а 5,0 млрд. т умовного палива припадає на нерозвідані ресурси категорій $C_2 + C_3 + D_1 + D_2$. Із поточних видобутих запасів нафти 71 % (близько 105 млн. т) належать до категорії C_1 і лише 29 % – до категорії А + В, при тому, що максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні у 1970-х роках для нафти з газовим конденсатом – 14,5 млн. т (у 1972 р.), було забезпечено завдяки десяти родовищам виснажених на сьогодні на (90 – 98) %.

2.1. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-скерованим бурінням

Тема підвищення нафтовіддачі й інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, а також тих, що відносяться до категорій важкодоступних, на сьогодні є більш реальною в найближчій перспективі, порівняно з пошуками і освоєнням нових площ і нафтогазових родовищ.

Велика перевага цих родовищ у тому, що вони вже облаштовані, мають діючу інфраструктуру для видобутку, підготовки і транспортування нафти, газу і газоконденсату до кінцевого споживача, а запаси вуглеводнів ще значні. Це дозволяє при суттєво менших витратах і завдяки використанню сучасних технологій підвищити ступінь вилучення вуглеводневої сировини на діючих родовищах України.

Така стратегія що-до названої категорії родовищ передбачає:

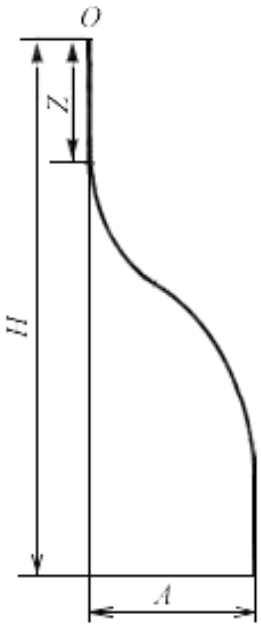
– застосування високоефективних технологій інтенсифікації припливу в діючих свердловинах;

– відновлення законсервованих і недіючих;

– буріння значної кількості нових свердловин для розкриття і збільшення площі дренування продуктивних пластів, особливо за наявності слабопроникних і літологічно неоднорідних колекторів.

Слід враховувати, що основна частина нафтогазовидобувних регіонів України знаходиться в зоні цінних сільськогосподарських угідь і земель, густозаселених територій, у заповідних, курортних зонах і на землях лісового фонду. Крім того, підвищені вимоги природоохоронних органів до процедури відведення майданчиків для розміщення бурового та експлуатаційного обладнання, техногенні перешкоди, складний рельєф місцевості і значні витрати на спорудження нафтових і газових свердловин вимагають пошуку нових, більш ефективних методів (підходів) до розробки покладів вуглеводнів.

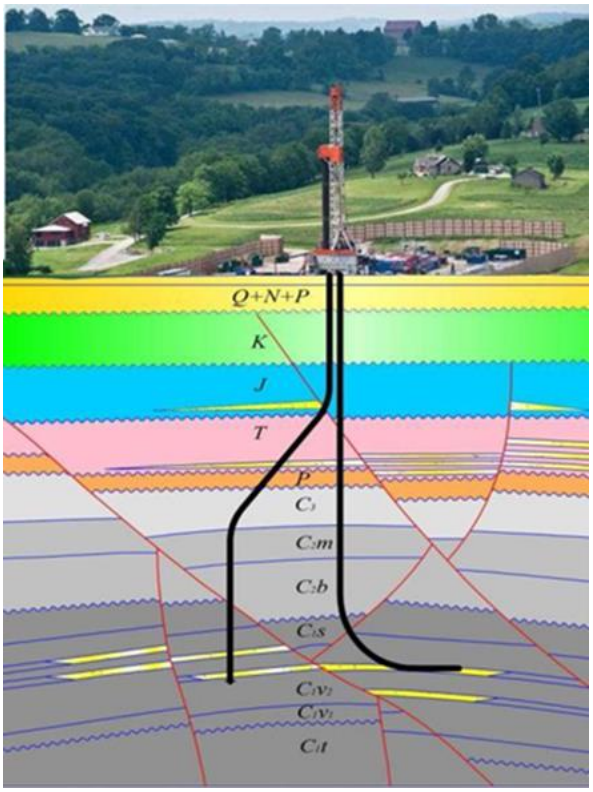
Найпоширенішим і загальновідомим методом буріння на поклади, що знаходяться в зонах недосяжності вертикальним бурінням, є буріння свердловин із похило-скерованими стовбурами. У цьому випадку головною метою є не стільки ефективне розкриття продуктивного пласта-колектора, скільки досягнення запроєктованої точки входу в пласт із віддаленого майданчика, на якому можна змонтувати бурову установку, успішно пробурити свердловину і запустити її в експлуатацію.



Зазвичай, використовується S-подібний профіль (рис 2.1), який, при достатній товщині продуктивного пласта або розкритті кількох горизонтів, уможливлює якісне цементування експлуатаційної колони та надійну ізоляцію різнорідних за характеристиками газонафтоводоносних горизонтів.

Рисунок 2.1 – S-подібний профіль свердловини

При бурінні на один експлуатаційний об'єкт, більш ефективним у плані розкриття продуктивного горизонту, при одночасному забезпеченні надійного входження у покрівлю нафтогазового покладу, є буріння основного похило-скерованого стовбура і завершення його горизонтальною ділянкою безпосередньо у продуктивному пласті. Така технологія дозволяє суттєво збільшити площу контакту свердловина – продуктивний пласт, що в багато разів ефективніше для вилучення вуглеводнів порівняно з розкриттям пласта вертикальним стовбуром. При цьому важливим чинником є можливість значно скоротити загальну кількість вертикальних експлуатаційних



свердловин і, відповідно, бурових майданчиків, які за застарілою технологією закладалися в проєктах розробки нафтогазових родовищ.

Застосування свердловин із горизонтальним стовбуром (СГС) (рис. 2.2) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС) (рис. 2.3) є ефективним методом формування оптимальної системи розробки нафтових і газових родовищ і відновлення продуктивності родовищ на пізній стадії експлуатації (рис. 2.3).

Рисунок 2.2 – Буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами

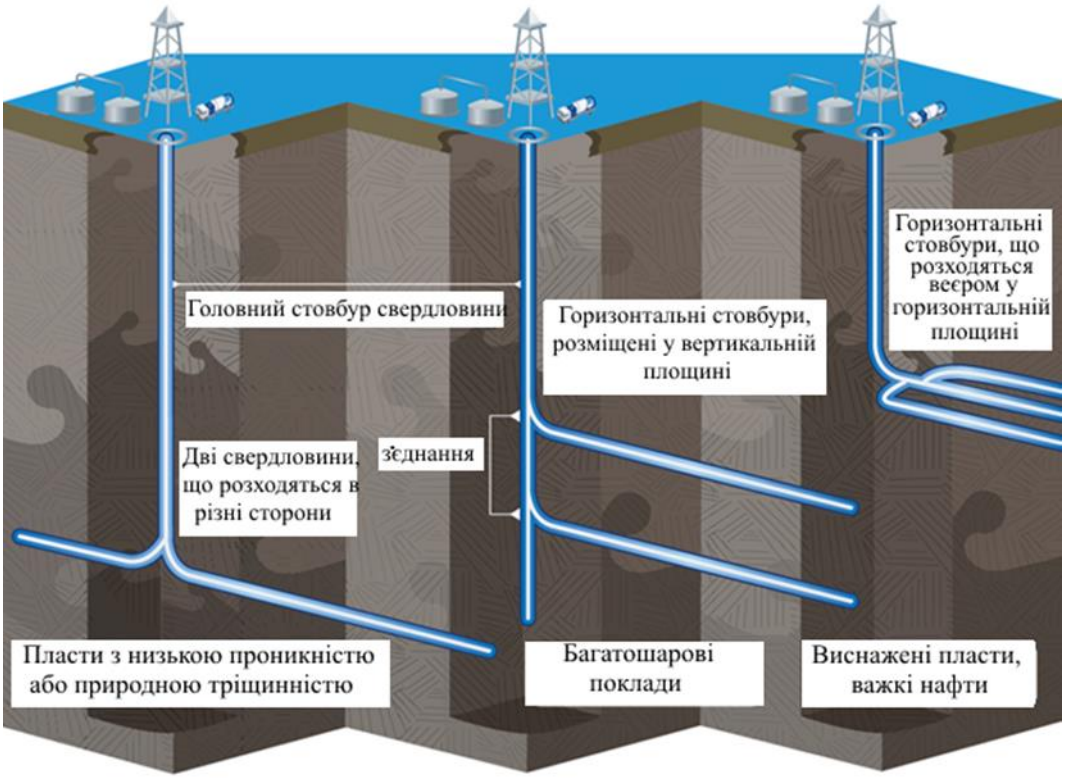


Рисунок 2.3 – Розгалужено-горизонтальні багатостовбурні свердловини

Перевага свердловин із горизонтальним стовбуром (СГС):

– площа дренування покладу експлуатаційною свердловиною із горизонтальним стовбуром значно більша, ніж у свердловини з вертикальним вибоєм;

– активне дренування покладу забезпечується меншою кількістю свердловин;

– потенційний дебіт у свердловині з горизонтальним стовбуром від 3 – 5 до 10 – 20 разів більший, ніж у вертикальній свердловині;

– знижується темп утворення конусів пластової води в разі підтримки низьких депресій на пласт;

– скорочується термін розробки покладу, що суттєво здешевлює витрати на розробку родовища;

– зменшуються площі техногенних майданчиків під спорудженням і експлуатацією свердловин, що позитивно впливає на збереження довкілля;

– підвищується коефіцієнт нафтовіддачі.

Застосування кущового буріння (рис. 2.4, 2.5), крім забезпечення умов найефективнішої розробки внаслідок максимального ущільнення сітки експлуатаційних свердловин нафтогазового покладу, дає можливість значно скоротити будівельно-монтажні роботи, зменшити обсяг допоміжних робіт, спростити автоматизацію процесу видобутку і обслуговування експлуатаційного обладнання та скоротити обсяги перевезень і витрати на облаштування нафтогазового промислу. Крім того, скорочення загальної кількості бурових майданчиків автоматично призводить до зменшення протяжності доріг і технологічних коридорів для їх забезпечення.



Рисунок 2.4 – Кущ з п’яти свердловин із горизонтальними стовбурами на Східно-Казантипському родовищі (зміщення 750 м)

На особливу увагу заслуговує кущове буріння на майданчиках, де розташовані раніше пробурені свердловини, зокрема і ті, що знаходяться в експлуатації. Споруджування нових свердловин чи

буріння бічних стовбурів у раніше пробурених свердловинах, у межах таких майданчиків дозволяє одержувати економію за рахунок раніше відведених земель, розміщеного експлуатаційного обладнання і трубопроводів.

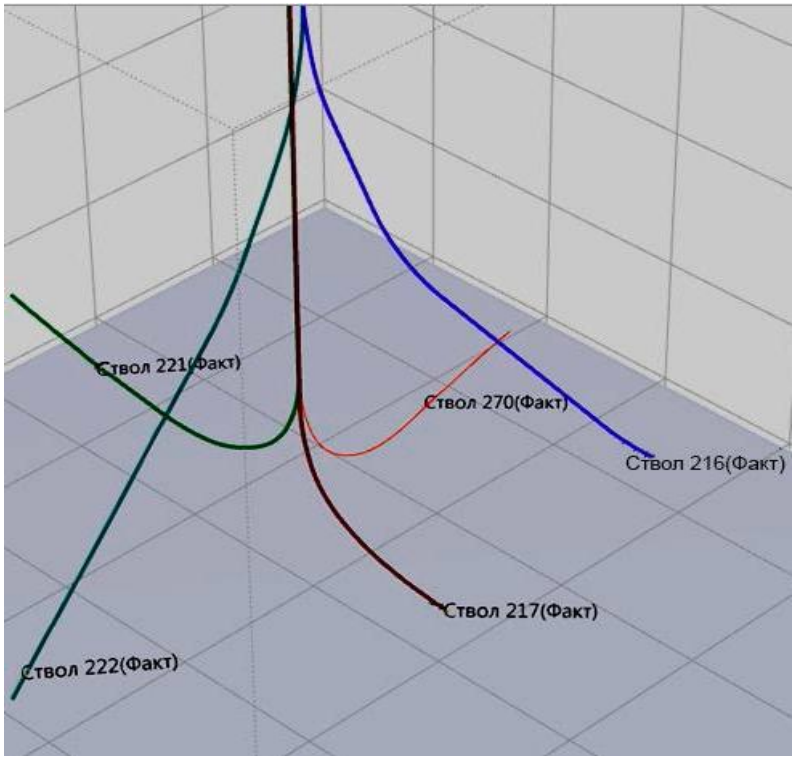


Рисунок 2.5 – Траєкторії свердловин кущового майданчика (Прилуцький нафтогазовидобувний район)

Також накопичений геолого-геофізичний та промисловий матеріал по даній ділянці нафтогазового покладу дозволяє ефективніше планувати оптимальну схему дренування покладу і з максимальною точністю прив'язки по глибині проєктувати траєкторію профілю похило-скерованих і горизонтальних стовбурів свердловин при їх споруджуванні.

Наведений технологічний підхід пройшов випробування, відпрацьований і успішно впроваджується фахівцями компанії НТП «Бурова техніка» на кущових майданчиках одного з родовищ Прилуцького нафтогазовидобувного району. Саме там успішно реалізовано проєкти із буріння 32-х свердловин із горизонтальним стовбуром із впровадженням розробленої технології і схеми розміщення нових експлуатаційних свердловин. На рисунку 2.5 показані траєкторії пробурених свердловин із одного кущового майданчика.

На карті (рис. 2.6) показані кущові майданчики свердловин, якими розбурено нафтонасичений піщано-карбонатний колектор «долареніт», товщиною від 3 до 5 метрів (забалансові запаси).

У малопотужному пласті пробурені горизонтальні ділянки довжиною до 200 м, продуктивна зона яких кріпиться фільтром-хвостовиком, який не цементується.

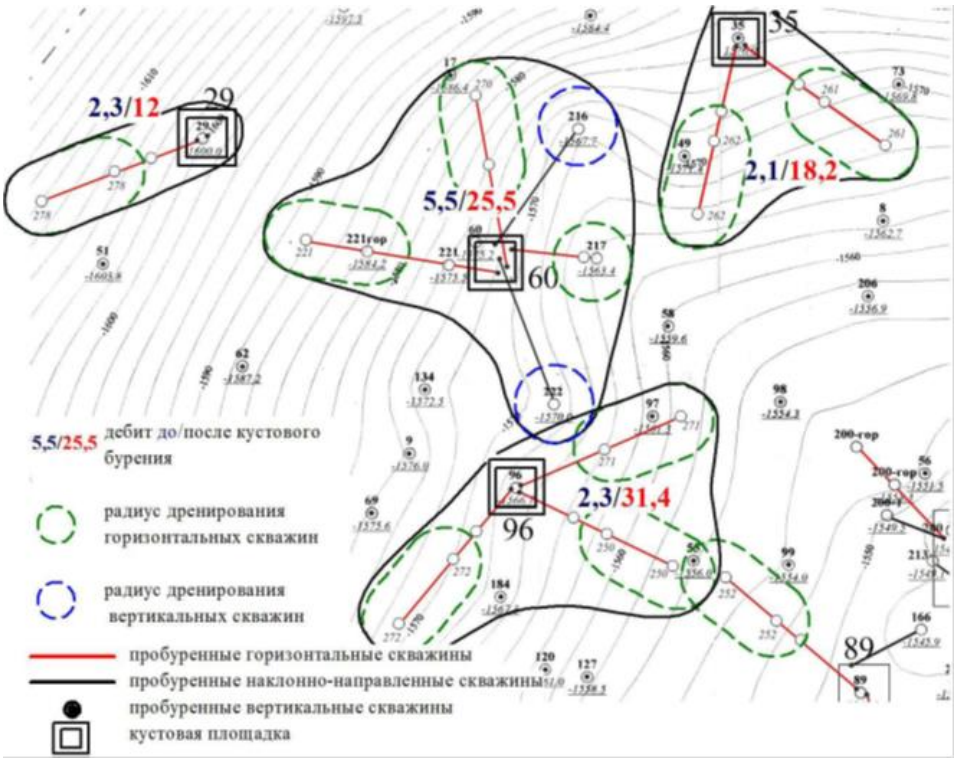


Рисунок 2.6 – Схема розміщення свердловин із горизонтальним стовбуром на кущових майданчиках нафтового родовища на Чернігівщині

Для порівняння, дебіти нафти у вертикальних свердловинах і СПС у центрі куща становлять 2 – 5 т/добу, а дебіти всього куща з СГС від 20 до 40 т/добу, причому початкові дебіти в окремих свердловинах досягали до 20 – 30 т/добу.

Слід відзначити, що успішному впровадженню нової технології сприяє використання комплексу сучасного високоефективного обладнання для похило-скерованого і горизонтального буріння. Йдеться про гвинтові вибійні двигуни (рис. 2.7) з регульованим кутом перекосу осей відхилювача і збільшеним крутним моментом та гідравлічні яси канадської компанії «Wenzel»; телеметричні системи канадської компанії «DrillTeck» із гідравлічним каналом зв'язку і гамма датчиком (рис. 2.8); долота PDC компанії «Halliburton».

При бурінні похило-скерованих і горизонтальних ділянок проводиться постійний геолого-технологічний контроль за



параметрами режиму буріння і літологічним складом порід і флюїдів, що їх насичують, із використанням станції геолого-технологічних досліджень (ГТД).

Станція ГТД дає можливість оперативно реагувати на всі відхилення від закладених проєктних параметрів (технологічних режимів, геологічної будови покладу) і безпосередньо на буровій приймати рішення щодо коригування профілю свердловини відповідно до фактичних даних, отриманих у процесі буріння.

Рисунок 2.7 – Гвинтовий вибійний двигун



Рисунок 2.8 – Телеметрична система геонавігації «DrillTeck»

2.2. Багатоярусні свердловини

Багатоярусна свердловина є різновидом багатовибійних свердловин, що мають кілька відгалужень від основного стовбура (рис. 2.9).

Відмінною рисою таких свердловин є розведення горизонтальних стовбурів по всьому поверху нафтоносності і в одному азимутальному напрямку.

Особливий дизайн конструкції горизонтальної ділянки забезпечує збільшення дебіту при запуску свердловини, коефіцієнта охоплення пласта і витягування нафти, а також ефективності буріння.

Перевагами багатоярусних свердловин є:

– високий коефіцієнт охоплення пласта;

– високий коефіцієнт вилучення нафти;

– високий дебіт при запуску свердловини;

– низький темп падіння запускного дебіту свердловини;

– висока ефективність експлуатаційного буріння.

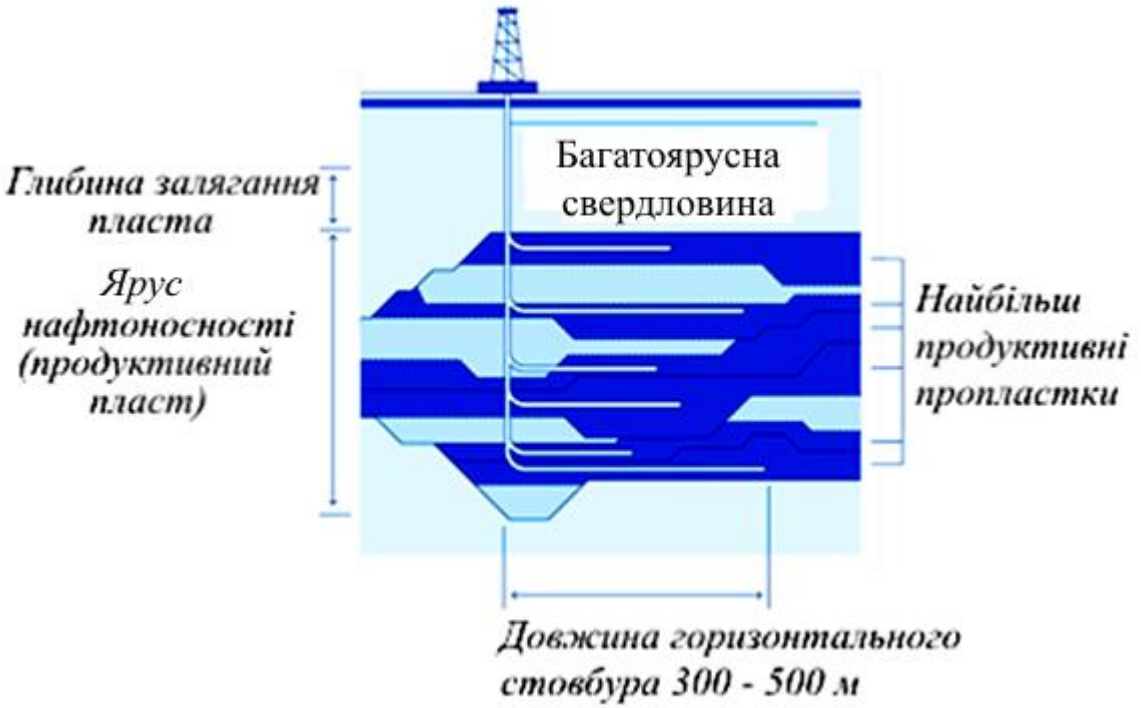


Рисунок 2.9 – Багатоярусна свердловина

Падіння дебіту свердловин на сьогодні розповсюджена проблема. Часто на введених у розробку родовищах уже через рік фіксується зниження показника дебіту свердловини до 50 %.

Впровадження свердловин нового типу дозволяє знизити темпи падіння дебіту.

Сучасна удосконалена технологія багатоярусного буріння включає і проведення багатостадійного кислотного гідророзриву пласта (БГРП) – застосування технології MSW-frac (Multy Storey Well + fracking) – технологія багатоярусного буріння з проведенням гідророзриву пласта. Такий підхід передбачає селективну (точкову) обробку кожного стовбура завдяки спуску хвостовика в основний стовбур свердловини і установку муфт ГРП у точку зрізання кожного наступного стовбура.

Нове рішення підвищує технологічність і економічну ефективність експлуатаційного буріння.

2.3. Свердловини спеціального профілю «риб'яча кістка», «березовий листок»

У 2020 роках з’явилися технології буріння багатовибійних свердловин, які дозволяють отримати спеціальний профіль типу «риб’яча кістка», «березовий листок».

Технологія буріння багатовибійної свердловини «риб’яча кістка» (Fishbones Drilling) була розроблена в рамках спільного промислового проєкту (JIP) із Equinor, Lundin, Eni та Innovation Norway та підтримується Дослідницькою радою Норвегії[9].

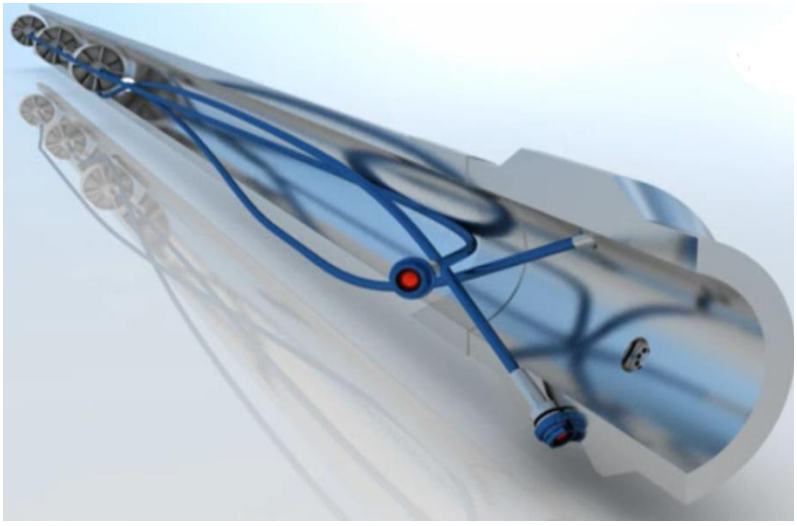


Рисунок 2.10. – Виконавчий механізм для буріння багатовибійної свердловини з профілем «риб’яча кістка»

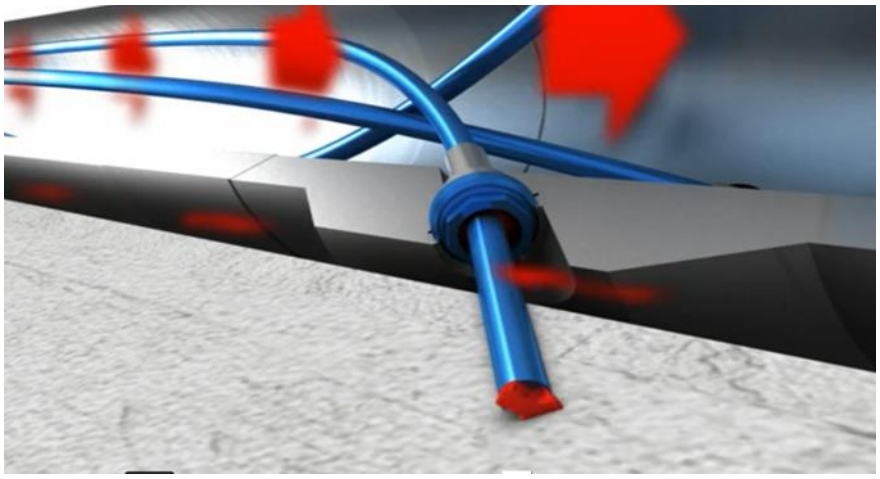


Рисунок 2.11 – Забурювання бокового відгалуження

[9] Fishbones Drilling https://www.fishbones.as/drilling

На рисунку 2.10 показано виконавчий механізм для буріння багатовибійної свердловини з профілем «риб’яча кістка», а на рисунку 2.11 – момент забурювання бокового відгалуження.

Операції із буріння свердловини з профілем “риб’яча кістка” прості та швидкі – виконуються лише за кілька годин. Долота малого діаметра оснащені турбінами, що працюють від циркуляції рідини. Досяжне проникнення зазвичай становить 10,8 м, створюючи відчутний ефект охоплення продуктивного пласта.

Практика застосування багатовибійної свердловини з профілем «риб’яча кістка» показує її велику ефективність, що забезпечується охопленням продуктивного нафтоносного пласта (рис. 2.12).



Рисунок 2.12 – 3D-модель свердловини з профілем «риб’яча кістка»

На риснку 2.13 показані фрагменти моделювання (симуляції) цього процесу.

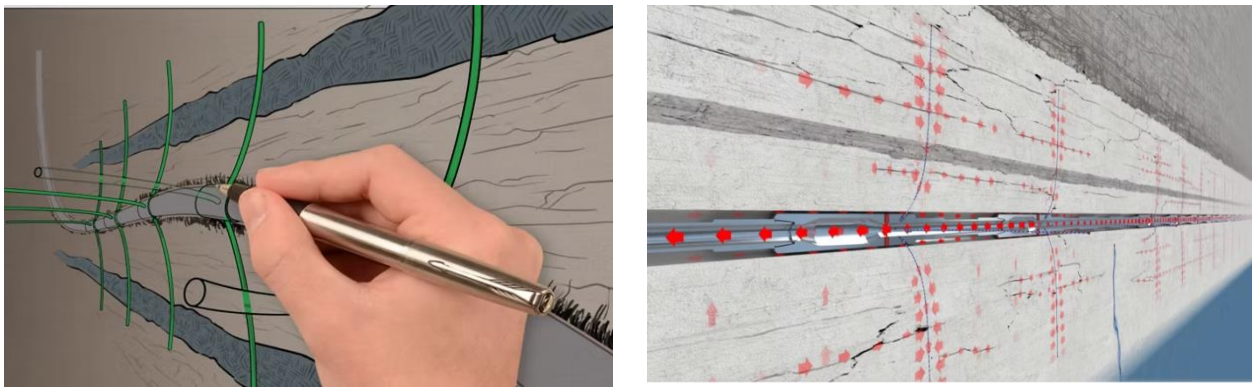


Рисунок 2.13 – Моделювання свердловини з профілем «риб’яча кістка»

Міжнародний консорціум компаній "Таас-Юрях Нафтогазвидобування" (Республіка Саха) та індійських компаній Oil India Limited, Indian Oil Corporation Limited і Bharat PetroResources Limited пробурили багатовибійну свердловину із застосуванням профілю

«риб'яча кістка» довжиною 12,8 тис. м, проходка по колектору – 10,3 тис.м. Це одна з найбільших свердловин[10] із горизонтальним стовбуром. Ще одну багатовибійну свердловину з профілем «березовий листок» пробурила компанія "Таас-Юрях Нафтогазвидобування" (рис. 2.14). Свердловина має 15 бічних стовбурів, кожен із яких має два відгалудження.

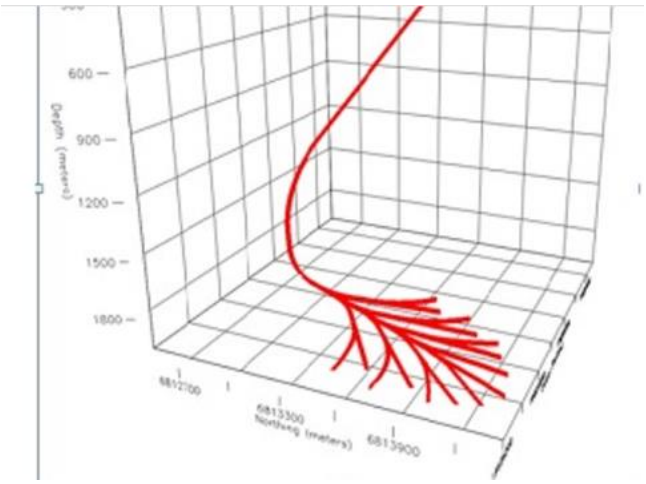


Рисунок 2.14 – Багатовибійна свердловини з профілем «березовий листок»

2.4. Радіальне кислотоструминне буріння

Радіальне (кислотоструминне) буріння (розкриття пласта) (РРП) – інтенсифікація видобутку вуглеводнів утворенням системи розгалужених дренажних глибокопроникаючих каналів фільтрації (далі – ГПКФ) шляхом гідромоніторного розмивання карбонатних порід продуктивних пластів із використанням колони гнучких труб (КГТ) колтюбінгової установки, гнучкого шланга високого тиску (далі – ГШВТ), гідромоніторної насадки і спеціального свердловинного обладнання.

Технологія РРП полягає в наступному: спеціальним інструментом (фрезером) в обсадній колоні (ОК) прорізають отвори. На КГТ спускають ГШВТ із гідромоніторною насадкою по черзі в кожен отвір. Під високим тиском подають кислотнтй розчин для розмивання бічного стовбура малого діаметра – ГПКФ.

ГПКФ промивають на кількох рівнях привибійної зони пласта, і на кожному рівні виконують по кілька ГПКФ довжиною до 100 м у різних напрямках, а кількість бічних стовбурів необмежена.

[10] https://web.archive.org/web/20210810081625/https://seanews.ru/2020/01/30/ru-pervaja-v-mire-mnogozabojnaja-skvazhina/

В одній радіальній площині можливе розташування до чотирьох стовбурів (рис. 2.15).

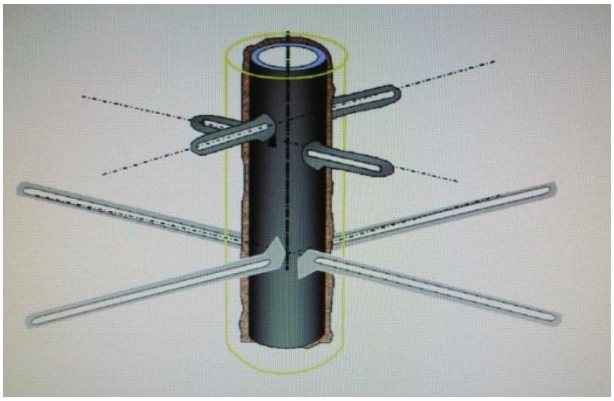


Рисунок 2.15 – Схема радіального розкриття пласта

Глибокопроникаючі канали фільтрації не обсаджують.

Радіальне буріння проводять у разі розкриття продуктивних пластів малої потужності, з низьким градієнтом тиску та у порушених геологічних зонах, у процесі багатовибійного розкриття пластів.

Послідовність буріння ГПКФ:

а) підготовка свердловини до буріння бічного стовбура: шаблонування і обробка шкребком експлуатаційної колони, за необхідності установка цементного моста;

б) спуск на НКТ підошви-відхилювача, орієнтування та установка в місці передбачуваної зарізки (рис. 2.16);

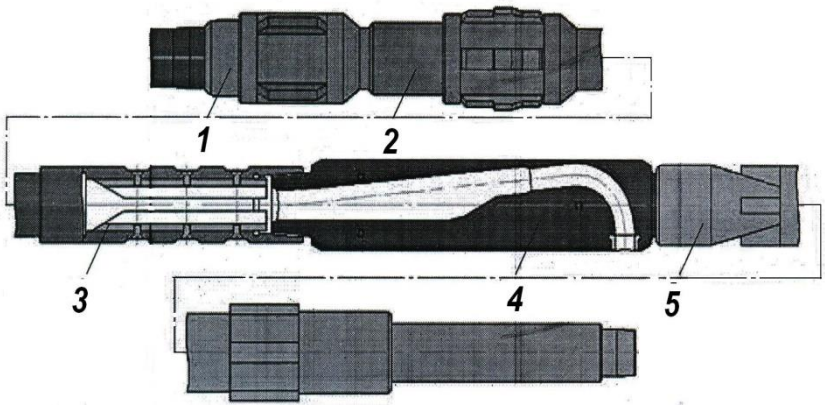


Рисунок 2.16 – Комплект направляючого обладнання для РРП

1 – фрикційний вузол; 2 – локатор муфтових з'єднань; 3 – напрямна; 4 – підошва-відхилювач; 5 – якір

в) спуск на КГТ гідравлічного вибійного двигуна (ГВД) із фрезером (рис. 2.17);

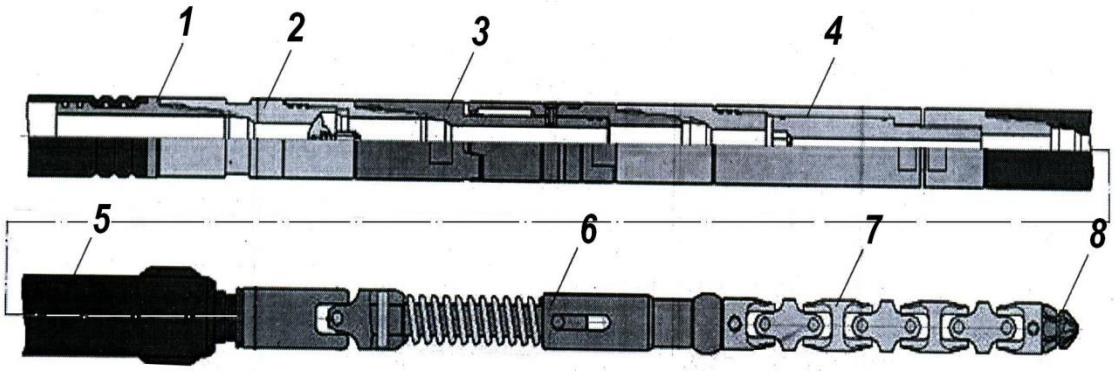


Рисунок 2.17 – Комплект фрезеруючого обладнання для РРП

1 – з'єднувач; 2 –зворотний клапан; 3 – роз'єднувач аварійний; 4 – механізм довертання; 5 – ГВД; 6 – механізм навантаження; 7 – гнучкий вал; 8 – фрезер

г) вирізання отвору в ОК;

д) спуск гідромоніторної насадки, закріпленої на кінці ГШВТ (довжиною до 100 м) (рис. 2.18) і буріння (промивання) ГПКФ (рис. 2.19);

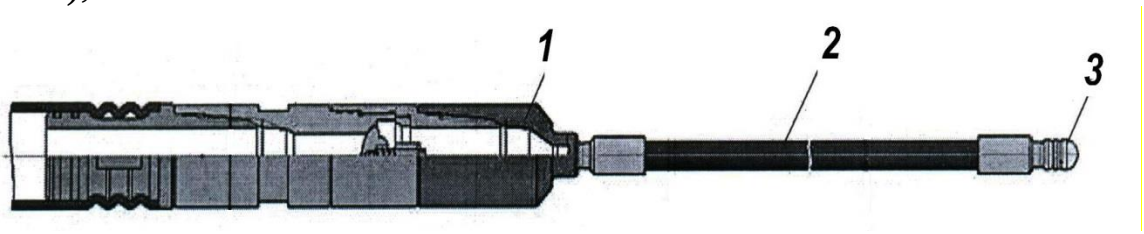


Рисунок 2.18 – Комплект гідромоніторного обладнання

1 – перехідник із КГТ; 2 – ГШВТ; 3 – насадка гідромоніторна

е) переорієнтація підошви-відхилювача на 90° та буріння наступного бічного стовбура (до чотирьох в одній площині);

ж) підйом підошви-відхилювача і повторення операцій в) – е) на наступному (вищому) рівні. Операція ж) необмежена за кількістю повторень.

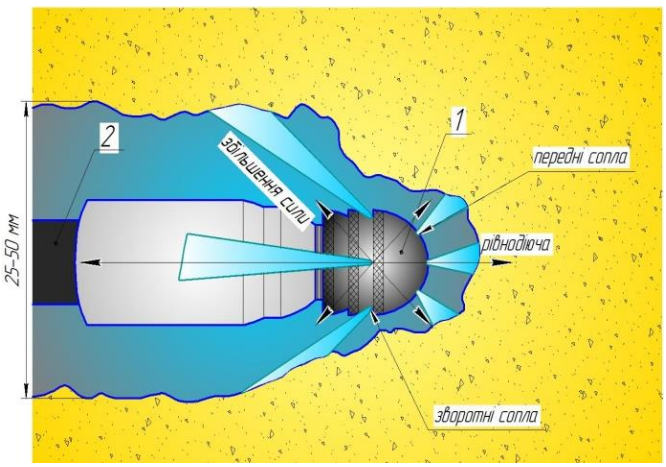


Рисунок 2.19 – Схема розмивання ГПКФ гідромоніторною насадкою

Порядок операцій для створення мережі ГПКФ:

– у свердловину на КГТ на задану глибину спускають свердлильну компоновку і фіксують за допомогою двостороннього механічного якоря;

– виконують ГДС для визначення азимутального положення фрезера;

– повертають фрезер на заданий азимутальний напрямок (кут) для свердління першого отвору;

– свердлять перший отвір у ОК із реєстрацією параметрів свердління;

– відводять фрезер у початкове положення;

– повертають підошву на заданий кут і свердлять наступні отвори;

– після свердління необхідної кількості отворів поєднують відхиляючу підошву із першим просвердленим отвором;

– спускають закріплений на КГТ ГШВТ із гідромоніторною насадкою, який входить в отвір, просвердлений в стінці ОК;

– запомповують під тиском кислотнтй розчин і формують ГПКФ (напрям розмиву нерегульований);

– гідромоніторну насадку виводять зі створеного ГПКФ у підошву;

– повертають підошву до наступного просвердленого отвору;

– виконують розмивання подальших ГПКФ;

– після формування системи ГПКФ в одній площині, за необхідності, компоновку з КГТ і якорем переміщують всередині ОК у межах продуктивного пласта і встановлюють на іншій заданій глибині для формування другого та інших (за необхідності) рівнів мережі ГПКФ.

Контрольні питання

1. Яка перевага свердловин із горизонтальним стовбуром?

2. Які переваги застосування кущового буріння?

3. Яке сучасне обладнання сприяє успішному впровадженню нової технології горизонтального буріння?

4. Які відхилювачі застосовуються при проведенні похило-скерованих свердловин?

5. Які переваги багатоповерхових свердловин?

3. ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАБУРЮВАННЯ НОВИХ СТОВБУРІВ

В Україні налічується понад 3 500 газових і майже 4 000 нафтових ліквідованих і недіючих свердловин, відновлення яких можливе із застосуванням нових сучасних технологій.

Однією з перспективних інноваційних технологій у нафтогазовидобувній галузі є впровадження якісно нової технології – відновлення ліквідованих (недіючих) свердловин. Над проблемою розвитку і впровадження технології відновлення свердловин шляхом забурювання бічних стовбурів на теренах нашої держави працюють ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», ТОВ «НТП «Бурова техніка» та інші компанії.

Фахівцями підприємства «НДІБК бурового інструменту» вперше на глибині понад 4 000 м в обсадній колоні діаметром 139,7 мм виконано вирізання «вікна» і буріння похило-скерованого стовбура до глибини 4 770 м. Успішно спущений і зацементований хвостовик діаметром 102 мм.

На великих глибинах ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», спільно з дочірним підприємством ТОВ «Навігатор Комплект», бічними горизонтальними стовбурами були відновлені свердловини № 96 і 97 Яблунівського родовища.

Вперше на Фонтанівському родовищі в обсадній колоні діаметром 139,7 мм було виконано зарізку і буріння бічного похило-скерованого стовбура в умовах аномально високого пластового тиску при густині промивальної рідини 1 850 кг/м^3 і пластовій температурі понад 150 °С.

Максимальна глибина вирізання «вікна» в обсадній колоні – 4 009 м; максимальна глибина відновленої свердловини – 4 779 м; максимальний зенітний кут в інтервалі вирізання «вікна» – 75°.

Велика кількість нафтових і газових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, підвищення терміну експлуатації яких можливе при зарізанні бічних стовбурів в експлуатаційних свердловинах недіючого фонду. Завдяки цій технології до розробки залучаються так звані «застійні зони пласта», а також важковидобувні запаси нафти, видобуток яких раніше був неможливим.

Стабілізація та подальше нарощування об’ємів видобування нафти і газу з родовищ із важковидобувними запасами можливі завдяки вдосконаленню існуючих систем їх розробки з використанням сучасних технічних і технологічних засобів.

Буріння СГС є ефективним методом формування оптимальної системи розробки нафтових і газових родовищ, підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення із пластів, а також відновлення продуктивності свердловин на родовищах, що перебувають на пізній стадії експлуатації. Розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром забезпечує підвищення продуктивності свердловини внаслідок збільшення площі фільтрації, ступеня вилучення вуглеводнів, виключає можливість надходження води під час експлуатації свердловини, що важливо для низькопроникних горизонтів, а також для колекторів із вертикальною тріщинуватістю.

Розробка малопроникних пластів із аномально низьким тиском та високою в'язкістю нафти, виснажених після тривалої експлуатації, нерідко є нерентабельною. Для збільшення продуктивності таких свердловин до економічно прийнятного рівня необхідно збільшити зону дренування, а, відповідно, і площу поверхні фільтрації. Цього можна досягти бурінням багатовибійних свердловин і СГС.

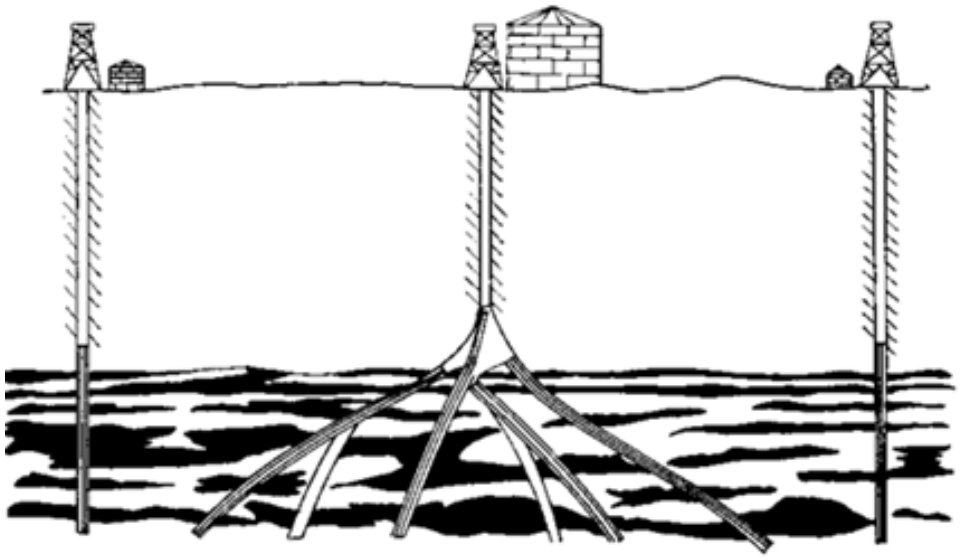


Рисунок 3.1 – Схема багатовибійної свердловини

Багатовибійні свердловини (рис. 3.1) мають у нижній частині розгалуження у вигляді кількох різнонахилених стовбурів, які перетинають продуктивні пласти і утворюють велику сумарну зону дренування.

Свердловина з горизонтальним розкриттям пласта (рис. 3.2) має один стовбур, який переходить із вертикального у горизонтальний у межах продуктивної зони. У такій свердловині довжина частини стовбура, що проходить уздовж пласта, не залежить від його товщини

і може в десятки разів перевищувати глибину свердловини. Особливо доцільно розробляти таким способом пласти з вертикально-розвиненою тріщинуватістю і з неоднорідною пористістю.

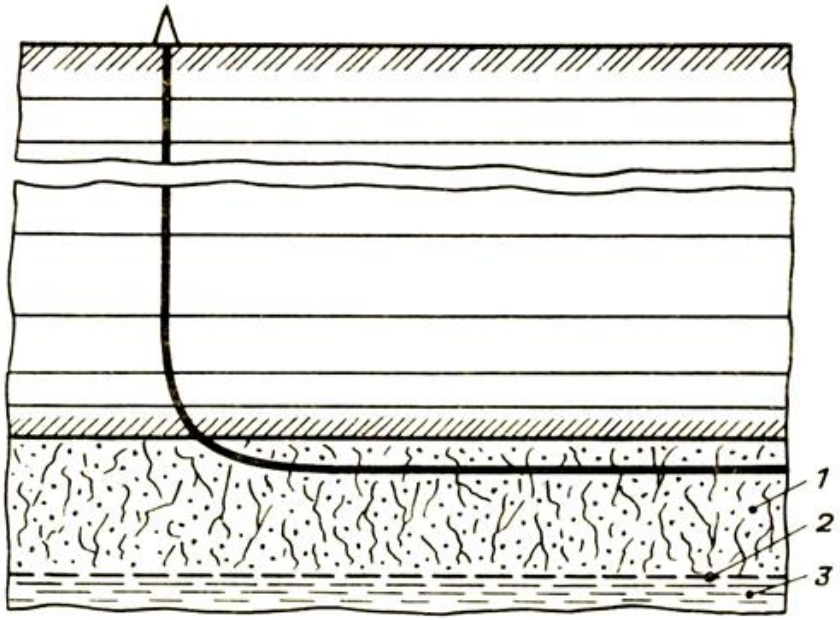


Рисунок 3.2 – Свердловина з горизонтальнтм стовбуром (СГС)

1 – нафтовий пласт; 2 – водонафтовий контакт (ВНК); 3 – водяна зона

Вітчизняні фахівці мають досвід буріння багатовибійних свердловин і СГС. Так на Бориславському родовищі, яке розроблялось із 1914 року густою мережею свердловин, пробурених на відстані 30 – 80 м одна від одної, на невеликій площі пробурено 23 свердловини з дебітами до 2 т за добу. У 1970-х роках поміж ними пробурено 3 свердловини: одна з них мала 5 додаткових стовбурів, друга – 3, а третя пробурена одним горизонтальним стовбуром по нафтоносному пісковику на довжину 100 метрів. Початкові дебіти цих свердловин становили відповідно 28 т, 12 т і 16 т за добу, а вартість їх споруджування перевищувала лише у 1,5 – 2,5 рази вартість вертикальних свердловин. За два роки експлуатації дві багатовибійні свердловини перевершили видобуток сусідніх 23 вертикальних свердловин.

3.1. Технологія забурювання нових стовбурів для відновлення свердловин

У провідних нафтогазовидобувних державах світу для підвищення об’ємів видобування нафти і газу широко застосовується

буріння бічних похило-скерованих і горизонтальних стовбурів у свердловинах недіючого фонду, що є одним із основних напрямків збільшення об'ємів видобутку нафти в умовах погіршення структури запасів та на кінцевих стадіях розробки родовища.

Цей метод є ресурсозберігаючим напрямком, оскільки вартість відновлення свердловин не перевищує 30 – 60 % від вартості буріння нової свердловини (враховуючи економію витрат на відведення землі, будівництва інфраструктури тощо). Економія витрат зростає зі збільшенням глибини відновлюваної свердловини.

Сьогодні найбільше розповсюдження одержали два способи забурювання бічного стовбура з експлуатаційної колони вертикальної свердловини або СПС:

– вирізання частини обсадної колони довжиною 10 – 12 м за допомогою спеціального вирізаючого пристрою з наступним цементуванням стовбура свердловини на довжину 20 – 30 м вище вирізаної частини колони. За необхідності нижче вирізаної частини встановлюють пакер. Після завершення очікування затвердівання цементу (ОЗЦ) розбурюють цементний камінь компоновкою з відхилювачем і проводять зарізання нового стовбура у необхідному напрямку;

– вирізання «вікна» в обсадній колоні за допомогою спеціальних фрез з використанням клина-відхилювача з наступним зарізанням бічного стовбура свердловини з цього клина-відхилювача.

Мінімальна довжина вирізаної ділянки обсадної колони визначається насамперед довжиною інтервалу забурювання. Розрахунок довжини інтервалу забурювання проводиться для відхилювачів як із одним кутом перегину, так і для відхилювачів із двома кутами перегину (рис. 3.3).

Із врахуванням можливих жолобоутворень, мінімальну довжину інтервалу забурювання збільшують і обчислюють за формулою:

$$L = H \cdot k + \frac{D_з}{2 \cdot \sin \alpha}$$

де L – мінімальна довжина вирізаної ділянки колони, м;
α – зенітний кут викривлення стовбура в інтервалі забурювання, рад;
H – довжина розрахункового інтервалу забурювання, м;
k = 1,1 – коефіцієнт запасу на жолобоутворення;
$D_з$ – діаметр замка бурильної труби, м.

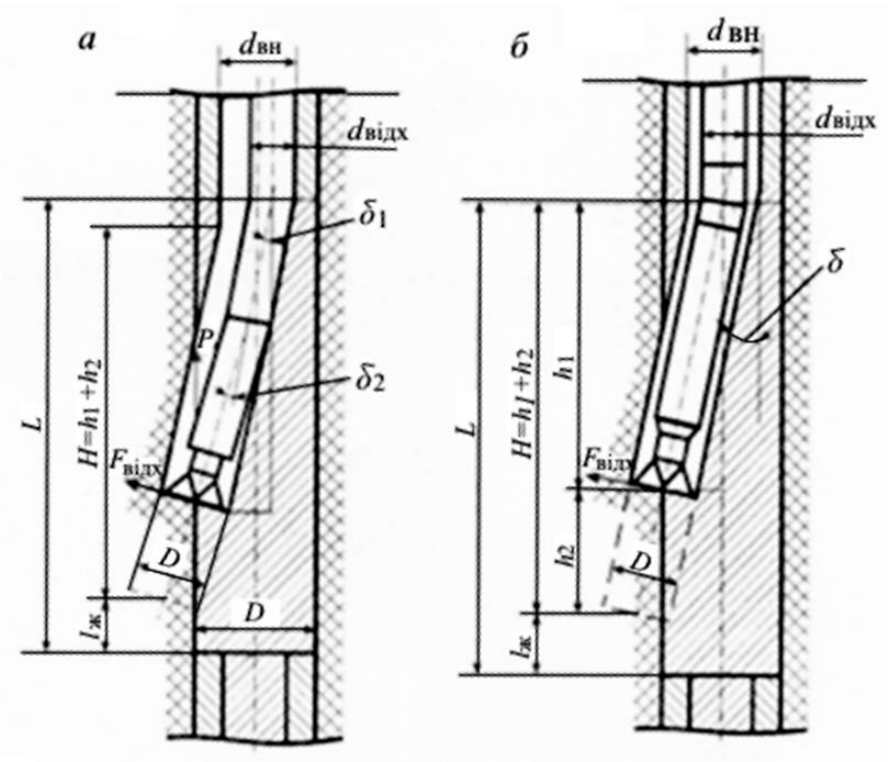


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема для визначення довжини вирізаної ділянки обсадної колони

а) для відхилювача з двома кутами перегину; б) для відхилювача з одним кутом перегину

Довжина розрахункового інтервалу забурювання визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$$H = h_1 + h_2 + R \cdot \alpha;$$

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$$H = h_1 + R \cdot \alpha,$$

де h_1 – довжина нижньої секції, м;

h_2 – довжина середньої секції, м;

R – радіус викривлення осі профілю стовбура свердловини, м;

α_1 – зенітний кут виходу стовбура свердловини, рад.

Із врахуванням умови вписуваності відхилювача в геометричні розміри стовбура свердловини в інтервалі забурювання, величина h_1 визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$$h_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{відх} + 2 \cdot h_2 \cdot \delta_1}{2 \cdot \sin(\delta_1 + \delta_2)};$$

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$$l_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{відх}}{2 \cdot \sin \delta_1},$$

де D_c – умовний діаметр стовбура свердловини, мм (при забурюванні у м'яких породах D_c приймають рівним зовнішньому діаметру обсадної колони, а при забурюванні у твердих породах – діаметру стовбура свердловини до спуску обсадної колони);
$d_{вн}$ – внутрішній діаметр обсадної колони, мм;
δ_1 і δ_2 – кути перекосу осей перехідників відхилювача, рад.;
$d_{відх}$ – зовнішній діаметр відхилювача, мм.

Радіус викривлення вісі свердловини наближено можна визначити за формулою:

$$R = \frac{h_1 + h_2}{2 \cdot \sin(\gamma + \beta)}$$

де γ – кут перегину осей першої і другої секцій відхилювача, градус;

β – кут перегину внаслідок зазору між долотом і корпусом відхилювача, градус.

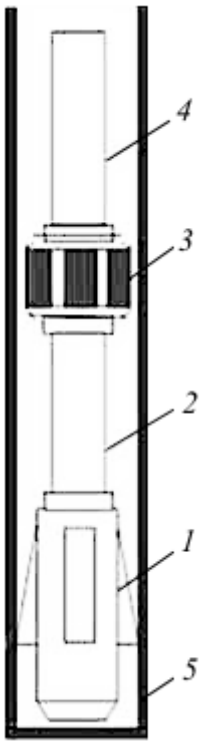


Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони зображена на рис. 3.4.

Другий спосіб буріння бічних стовбурів із вирізанням «вікна» в обсадній колоні має такі переваги:

– висока точність орієнтування внаслідок того, що напрям буріння задається вже встановленим і зорієнтованим клином-відхилювачем;

– можливість використання роторного способу буріння;

– невеликий об'єм металу, що підлягає фрезеруванню, у зв'язку з чим зменшується кількість спуско-підіймальних операцій;

– можливість вирізання вікна в кількох колонах одночасно;

– можливість вирізання вікна в обсадній колоні любої міцності, а також в неякісно закріплених колонах.

Рисунок 3.4 – Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони

1 – вирізний пристрій, 2 – обважнені бурильні труби, 3 – центратор, 4 – бурильні труби, 5 – обсадна колона

Схема компоновки для зарізання бічного стовбура способом вирізання «вікна» в обсадній колоні зображена на рис. 3.5.

Компоновка складається з анкера, уіпстока, фрезерної компоновки, посадочного інструмента, товстостінних бурильних труб.

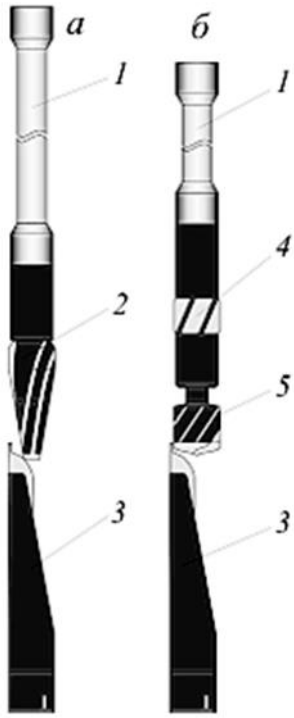
Під час вибору місця зарізання другого стовбура необхідно враховувати такі умови:

– місце зарізання «вікна» повинно знаходитися між муфтами обсадної колони в інтервалах стійких порід, не схильних до осипання;

– в інтервалі зарізання «вікна» повинно бути цементне кільце;

– місце зарізання «вікна» повинно бути розташоване в інтервалі, який забезпечує розкриття продуктивного горизонту в заданій точці при необхідному відхиленні і зенітному куті.

При проєктуванні профілю бічних стовбурів необхідно дотримуватися таких вимог:



– профіль стовбура свердловини повинен бути виконаний наявним обладнанням;

– інтервал забурювання бічного стовбура вибирається в стійкій частині розрізу, а його забурювання треба виконувати на 30 – 50 м вище покрівлі або на 10 – 20 м нижче підошви нестійких порід;

– інтенсивність викривлення стовбура свердловини повинна забезпечувати безперешкодне проходження КНБК і хвостовика з оснасткою. Максимальна рекомендована інтенсивність викривлення 2,5^{o}/10 м;

– профіль стовбура свердловини повинен забезпечувати можливість обертання бурильної колони у процесі буріння із збереженням її міцності;

Рисунок 3.5 – Схема компоновки низу бурильної колони (КНБК) для вирізання (*а*) і калібрування (*б*) «вікна» в обсадній колоні у свердловині № 97 Яблунівського родовища

1 – ТБПК -73 (G-105), 2 – фрез стартово-віконний, 3 – клин-відхилювач, 4 – фрез-райбер, 5 – фрез віконний

– профіль свердловини повинен забезпечувати збереження герметичності різьбових з’єднань обсадної колони під час спуску і довготривалої експлуатації;

– профіль стовбура свердловини повинен забезпечувати задане зміщення точки входження в продуктивний пласт і проходження стовбура під заданим кутом у продуктивному пласті.

Складні гірничо-геологічні умови залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски, мала проникність, високий вміст материнських глин у породах-колекторах) родовищ Бориславського НПР і розташування окремих із них у рекреаційних зонах потребують розроблення високоякісних та екологічно-безпечних методів первинного розкриття продуктивних пластів під час буріння другого стовбура свердловини.

Роботи з відновлення свердловини № 318 Долинського нафтового родовища виконані Прикарпатським УБР ПАТ «Укрнафта» шляхом вирізання вікна в експлуатаційній колоні і буріння другого стовбура в інтервалі 2 410 – 2 670 м. Для буріння другого стовбура використовували бурові долота діаметром 120,6 мм типу СЗ-ГАУ, обважнені бурильні труби діаметром 89 мм, бурильні труби діаметром 73 мм, систему перехідників і відхилювальних пристроїв.

Нафтова свердловина № 97 Яблунівського родовища була в недіючому фонді з 2004 року. Після капітального ремонту шляхом буріння бічного стовбура з горизонтальним закінченням на горизонт Б-10 введена в експлуатацію з дебітом 10 т/добу. Інтервал набору кривизни 3 405 – 3 732 м проведено з інтенсивністю 2,5^{o}/10 м із кінцевим зенітним кутом викривлення 83,2^{o}.

В інтервалі 3 732 – 3 940 м профіль стовбура свердловини стабілізовано і продуктивний горизонт Б-10 розкрито на глибині по вертикалі 3 622 – 3 650 м (потужність 28 м), а по стовбуру – 3 734 – 3 883 м (149 м). Свердловину введено в експлуатацію за допомогою струминного насоса.

3.2. Профілі свердловин із горизонтальним стовбуром

Свердловини з горизонтальним стовбуром не завжди мають кут 90°, так як продуктивні пласти, на які вони закладаються, зазвичай, мають певний кут падіння. З точки зору буріння гірських порід, немає суттєвої різниці між свердловинами з великим зенітним кутом і свердловинами з зенітним кутом 90°. Абсолютно неважливо, який зенітний кут має свердловина: 88,90^{o} чи 92°. Однак зенітний кут ділянки з великим кутом і горизонтальної ділянки впливає на схему закінчування і подальші ремонтні роботи.

Свердловини з горизонтальним стовбуром характеризуються радіусом кривизни ділянки набору зенітного кута, після чого приходять до горизонтальної ділянки. На практиці зазвичай виділяють три основні типи стовбурів свердловин (рис. 3.6, табл. 3.1).

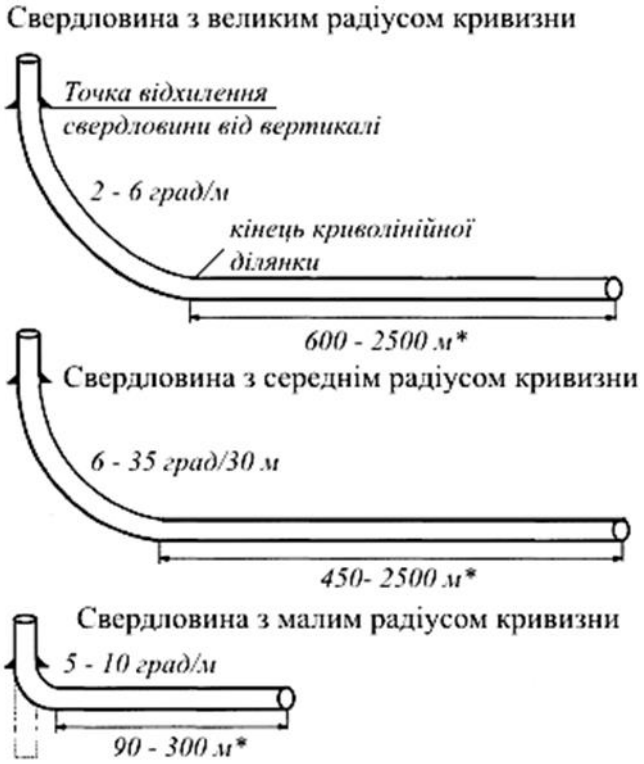


Рисунок 3.6 – Порівняння типів свердловин із горизонтальним стовбуром

** Залежить від типу гірських порід і промивальної рідини*

Таблиця 3.1 – Типи свердловин із горизонтальним стовбуром

Тип свердловини	Інтенсивність набору зенітного кута	Радіус кривизни	
		м	фут
Свердловина з великим радіусом кривизни	2 – 6° / 30м (100 фут)	900 – 290	3000 – 1000
Свердловина з середнім радіусом кривизни	7 – 35° / 30м (100 фут)	290 – 50	1000 – 160
Свердловина з малим радіусом кривизни	5 – 10° / м (3 фут)	12 – 6	40 – 20

Свердловини із великим радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із великим радіусом кривизни характеризуються інтенсивністю набору зенітного кута 2 – 6 градус / 30 м (100 фут), який дає радіус викривлення 900 – 290 м (3 000 тисячі фут). Проводка свердловини такого профілю здійснюється за допомогою звичайного інструменту для направленого

буріння. Горизонтальні ділянки мають довжину до 2 500 м (8 000 фут). Свердловина з таким профілем добре підходить для тих випадків, коли для досягнення заданої точки входження в пласт потрібне велике горизонтальне відхилення.

Свердловини із середнім радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із середнім радіусом кривизни мають інтенсивність набору зенітного кута 7 – 35 градус / 30 м (100 фут), радіуси кривизни 50 – 300 м (160 – 1000 фут) і горизонтальні ділянки довжиною до 2500 м (8000 фут). Ці свердловини буряться за допомогою спеціальних гідравлічних вибійних двигунів і звичайних елементів бурильних колон. Компоновки з подвійним перекосом розраховані на набір зенітного кута з інтенсивністю до 35 градус / 30 м (100 фут). Горизонтальну ділянку бурять звичайними компоновками, включаючи вибійний двигун із регульованим кутом перекосу (SMA). Такий профіль стовбура свердловини застосовується для буріння на суші і багатовибійного буріння.

На практиці свердловина є з середнім радіусом викривлення, якщо роторну компоновку (ВНА) низу бурильної колони не можна обертати після проходження ділянки набору зенітного кута з середнім радіусом викривлення. Максимальна інтенсивність набору зенітного кута при бурінні на початку криволінійної ділянки із середнім радіусом кривизни при бурінні обмежена межами на вигин і обертання для бурильних труб. Свердловини малого діаметра з більш гнучкими трубами мають вищі допустимі максимальні значення різких перегинів стовбура (DLS).

Свердловини із малим радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із малими радіусами кривизни мають інтенсивність викривлення набору зенітного кута 5 – 10 градус / метр (1 – 1 / 2– 3 градус / фут), якому відповідає радіус викривлення 12,2 – 6,1 м (40 – 20 фут). Довжина горизонтальної ділянки знаходиться в діапазоні 60 – 275 м (200 – 900 фут). Свердловини із малими радіусами викривлення стовбура буряться за допомогою спеціального бурильного інструменту і за спеціальною технологією. Такий профіль найбільше поширений при бурінні додаткових стовбурів із наявних свердловин.

Свердловини із надмалим радіусом кривизни

Крім вищевказаних є схема з надмалим радіусом кривизни, за якою можна змінити напрям стовбура свердловини від вертикального до горизонтального з радіусом 0,3 – 0,6 м (1 – 2 фут). При цьому

застосовується система буріння спеціального призначення з високонапірним гідромоніторним промиванням, при якому формується стовбур діаметром 3,8 – 6,4 см (1,5 – 2,5 дюйма) і завдовжки 30 – 61 м (100 – 200 фут).

Буріння свердловин із великим радіусом кривизни

На рисунку 3.7 показано профіль стовбура свердловини з великим радіусом кривизни. Слід зазначити, що свердловина повинна змінити напрям від вертикального до горизонтального на глибині 300 – 900 м (1000 – 3000 фут) по вертикалі. Глибина вертикальної ділянки залежить від інтенсивності набору зенітного кута на криволінійній ділянці і зенітного кута на ділянці стабілізації, що входять до профілю стовбура свердловини. Ділянки стабілізації часто плануються у профілях стовбурів свердловин для того, щоб забезпечити горизонтальне відхилення, необхідне для входження в пласт у заданій точці. Вони також дозволяють потрапити у задану точку при відхиленні фактичної інтенсивності набору зенітного кута від проєктної.

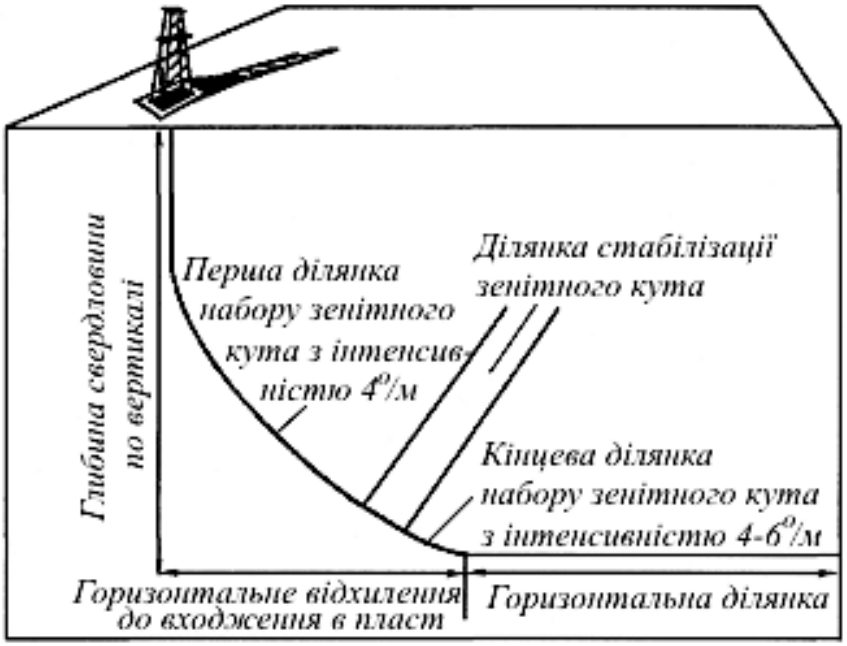


Рисунок 3.7 – Профіль стовбура свердловини з великим радіусом кривизни

Початкова інтенсивність набору зенітного кута зазвичай менша 4 градус / 30 м (100 фут) і задається для зменшення крутного моменту і сил опору при обертанні і підйомі бурильної колони. Зенітний кут стовбура свердловини на ділянці стабілізації, якщо він входить до профілю стовбура свердловини, знаходиться в діапазоні 25 – 60 градусів і залежить від горизонтального відхилення, необхідного для входження в пласт у заданій точці. Кінцева інтенсивність набору

зенітного кута перед горизонтальною ділянкою часто складає 4 – 6 градус / 30 м (100 фут), але може бути і вищою, на рівні 8 – 10 градус / 30 м (100 фут).

Свердловини з великими радіусами викривлення можна бурити набором компоновок для звичайного направленого буріння. Початкове викривлення стовбурів свердловин проводиться компоновками з вибійними двигунами. Такі компоновки можуть містити звичайний вибійний двигун із кривим перехідником, але зазвичай застосовують вибійний двигун із регульованим кутом перекосу (SMA). Якщо вибійний двигун із SMA використовується для буріння ділянки набору зенітного кута, то його зазвичай застосовують і для буріння ділянки стабілізації зенітного кута. Якщо замість вибійного двигуна з SMA для початкового викривлення стовбура свердловини використовують вибійний двигун із кривим перехідником, ділянку стабілізації зенітного кута часто бурять роторною компоновкою (BHA). Після проходження ділянки стабілізації зенітного кута для набору зенітного кута перед горизонтальною ділянкою використовують компоновку, що включає вибійний двигун із регульованим кутом перекосу.

Горизонтальну ділянку зазвичай бурять вибійним двигуном із регульованим кутом перекосу, розрахованим на інтенсивність різкого перегину 2 – 3 градус / 30 м (100 фут) при орієнтованому бурінні (установка пристрою в положення на буріння зі зміною кута). Уникають застосовувати компоновки з великими кутами перекосу, щоб звести до мінімуму крутний момент на роторі і навантаження на гак при підйомі і збільшити стійкість бурового долота і міжремонтний період вибійного двигуна. Рейси з роторними компоновками здійснювалися успішно в тих горизонтальних ділянках, де не було потрібно управляти азимутом стовбура свердловини. Переважно використовуються компоновки, що включають вибійний двигун із регульованим кутом перекосу, так як вони забезпечують високу якість управління зенітним кутом і азимутом.

Кріплення свердловин обсадною колоною

При кріпленні свердловин підошву обсадної колони встановлюють зазвичай або перед кінцевою ділянкою набору зенітного кута, або після закінчення буріння ділянки набору зенітного кута. Глибина встановлення залежить від порід геологічного розрізу і очікуваних ускладнень у відкритому стовбурі. При мінімальних ускладненнях проміжну колону часто спускають до кінця останньої ділянки набору зенітного кута. Це дозволяє встановити

експлуатаційну колону-хвостовик у прямій ділянці, а не в зоні вигину. Якщо очікуються ускладнення при бурінні ділянки стабілізації зенітного кута, підошву проміжної колони можна встановлювати вище останньої ділянки набору зенітного кута. Це зменшує протяжність відкритого стовбура перед бурінням в заданому об'єкті.

Переваги профілів із великим радіусом викривлення:

– нижча інтенсивність різких перегинів (DLS);

– довга горизонтальна ділянка (порівняно з профілем із малим радіусом викривлення);

– можливість досягнення великого горизонтального відхилення вибою від гирла в плані;

– можливість застосування технологій і обладнання, що використовуються для звичайного направленого буріння;

– збільшення частки роторного буріння дозволяє поліпшити показники буріння свердловини;

– використання стандартних бурильних і обсадних труб;

– зменшення обмежень на діаметри стовбура свердловини і обладнання;

– можливість розширення діапазону схем закінчування свердловин;

– пристосованість до геофізичних досліджень свердловини і відбору керна;

– можливість буріння компоновками, що включають вибійний двигун із регульованим кутом перекосу.

Недоліки профілів із великим радіусом викривлення:

– велика протяжність ділянок стовбура свердловини, на яких необхідно контролювати траєкторію;

– велика протяжність відкритого стовбура (можливо більше ускладнень);

– збільшується загальна довжина стовбура свердловини;

– можливе збільшення вартості споруджування свердловини;

– потрібно більше обсадних труб.

Буріння свердловин із середнім радіусом викривлення

На рисунку 3.8 представлений типовий профіль стовбура свердловини з середнім радіусом викривлення і стабілізації зенітного кута, яка допускає відхилення фактичних значень інтенсивності набору зенітного кута від проєктних значень.

При середніх радіусах траєкторія стовбура свердловини може міняти положення від вертикального до горизонтального при глибині свердловини по вертикалі 90 – 300 м (300 – 1000 фут). Відомо багато

систем для буріння свердловин із середнім радіусом викривлення. Вони об'єднують різні схеми з вигнутим корпусом вибійного двигуна, з корпусом із можливістю регулювання кута перекосу кривих перехідників і стабілізаторів.

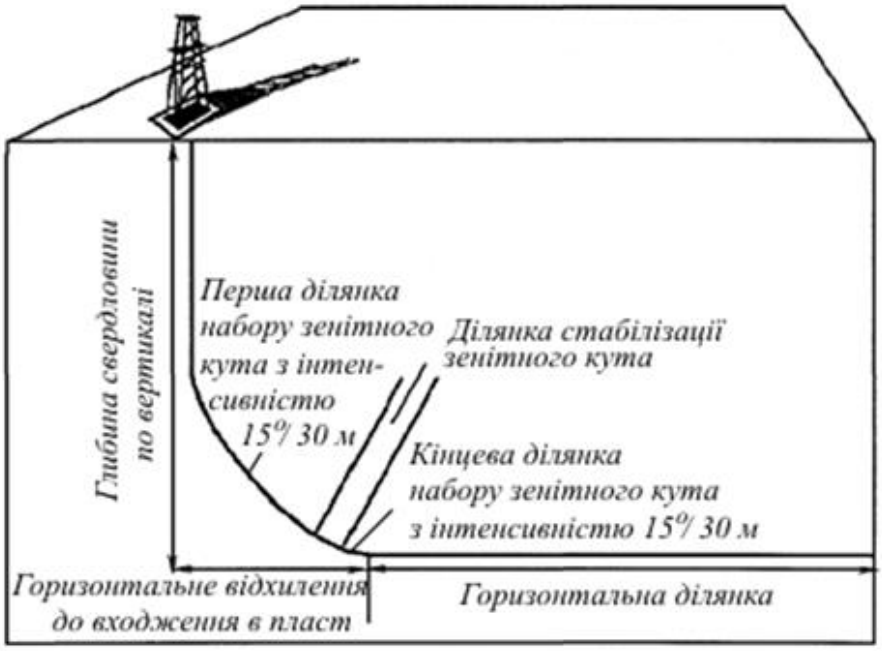


Рисунок 3.8 – Профіль стовбура свердловини з середнім радіусом кривизни і ділянкою стабілізації зенітного кута

При бурінні свердловин із середнім радіусом викривлення в ділянці з високою інтенсивністю набору зенітного кута застосовуються компоновки з подвійним перекосом. Вони розраховані на набір зенітного кута з інтенсивністю до 35 градус / 30 м (100 фут) при орієнтованому положенні компоновки (тобто без обертання бурильної колони). Проєктна інтенсивність набору зенітного кута визначається розмірами і розміщенням відхиляючих пристроїв і стабілізаторів, і зазвичай для вибійних двигунів досягає 16 градус / 30 м (100 фут). Компоновки з одним відхилювачем можуть бути застосовані як при роторному бурінні, так і при бурінні з вибійним двигуном.

Кріплення свердловин обсадною колоною

Зазвичай обсадна колона встановлюється безпосередньо над точкою відхилення стовбура свердловини від вертикалі або новий стовбур забурюється з існуючої обсадної колони.

Переваги профілів із середнім радіусом викривлення:

– зменшення довжини відкритого стовбура порівняно з профілем стовбура свердловини з великим радіусом викривлення;

– застосування звичайного бурового обладнання;

– можливість зменшити крутний момент і зусилля на гаку при підйомі;

– управління траєкторією стовбура свердловини здійснюється на коротшому інтервалі. Поєднання меншого вигину і рідшої зміни конструкцій компоновки полегшує отримання рівномірної інтенсивності набору зенітного кута;

– можливість забезпечити, порівняно з викривленням стовбура свердловини за малим радіусом, велике горизонтальне відхилення;

– ширший діапазон варіантів закінчування порівняно з малим радіусом. Можливість проводити каротаж і відбір керна;

– зменшення обмежень за діаметром стовбура свердловин у діапазоні 98 – 311 мм (3 7/8 – 12 1/4 дюйма);

– можливість багатовибійного буріння з однієї свердловини.

Недоліки профілів із середнім радіусом викривлення:

– можуть знадобитися спеціальні інструменти, наприклад КНБК із подвійним перекосом;

– потрібні спеціальні методи буріння (наприклад, відсутність обертання бурильної колони при роботі КНБК на ділянці набору зенітного кута ускладнює очищення стовбура свердловини). Якщо потрібне обертання бурильної колони (наприклад, для проробки стовбура свердловини), великі циклічні напруження вигину прискорюють втому матеріалів елементів бурильної колони;

– можуть знадобитися нестандартні з'єднання, дорожчі обсадні і бурильні труби;

– вищі інтенсивності при різкому перегині стовбура (порівняно з профілем стовбура свердловини, пробуреної по великому радіусу) обмежують можливості каротажу і схеми закінчування свердловини.

Буріння свердловин із малим радіусом викривлення

У більшості випадків свердловина буриться вертикально і викривляється з малим радіусом безпосередньо у покрівлі пласта або в самому пласті.

Методика полягає в установці пакера з уіпстоком і відхиленням стовбура свердловини з набором зенітного кута спеціальною компоновкою для набору кута (рис. 3.9). При досягненні кута 90°, спускають спеціальну компоновку для стабілізації зенітного кута, для буріння горизонтальної ділянки. Така компоновка для стабілізації зенітного кута приводиться в дію за допомогою труб із шарнірними з'єднаннями, які дають можливість їм обертатися в обмеженому просторі викривленого з малим радіусом стовбура свердловини. Останнім часом на деяких свердловинах використовувались системи з

вибійними двигуном із шарнірними з'єднаннями для профілів із малим радіусом викривлення.

Більшість свердловин, пробурених із застосуванням такої системи, мали глибину по вертикалі меншу 3 000 метрів (10 000 фут) і горизонтальні ділянки довжиною 90 – 120 м (300 – 400 фут), іноді вони досягали довжини 350 м (900 фут).

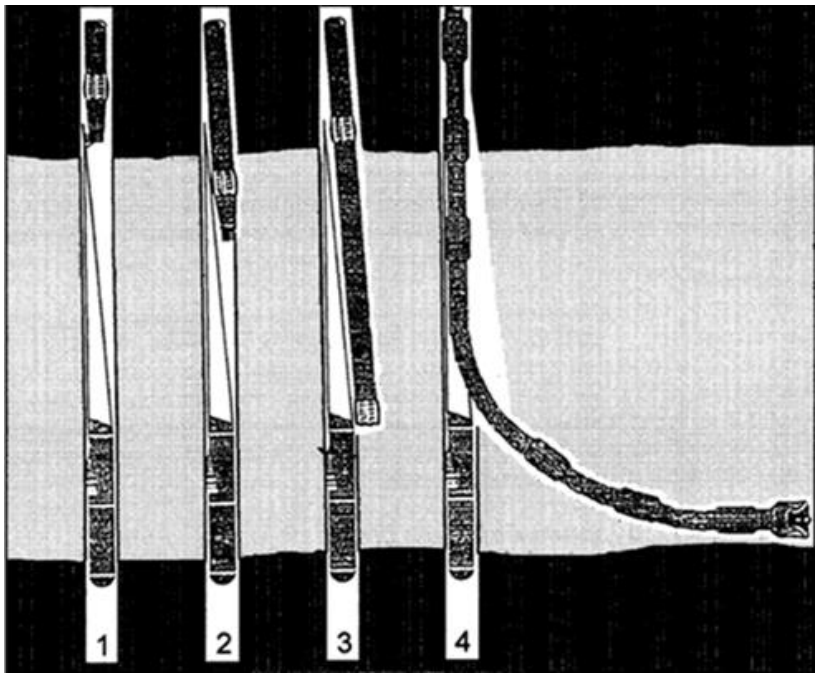


Рисунок 3.9 – Схема технології вирізання вікна компоновкою з клином-відхилювачем (уіпстоком)

1 – спуск і установка клина-відхилювача; 2 – вирізання вікна першим райбером; 3 – завершення робіт із вирізання вікна; 4 – буріння горизонтальної ділянки

Однією з головних проблем при використанні цієї системи є необхідність спуску вимірювального приладу для кожного каротажу в окремих рейсах на алюмінієвій трубі. Це збільшує тривалість і вартість геофізичних досліджень свердловини.

Конструкція свердловини

Так як профіль стовбура свердловини з малим радіусом кривизни використовується для багатовибійного буріння, більшість свердловин із малим радіусом викривлення закінчують відкритим стовбуром. Іноді спускають хвостовик із щілинними отворами.

Варіанти буріння бічних стовбурів із існуючих свердловин

Є чотири головні системи буріння бічного стовбура горизонтально-розгалужених свердловин:

– технологія буріння свердловин із надмалим радіусом за допомогою струменя високого тиску;

– система буріння свердловин із малими радіусами викривлення, заснована на застосуванні роторної компоновки;

– система буріння свердловин із малими радіусами викривлення, заснована на використанні вибійних двигунів;

– буріння свердловин із середнім радіусом викривлення.

Таблиця 3.2 – Системи буріння свердловин із бічними стовбурами

	З надмалим радіусом викривлення	З малим радіусом викривлення і роторною компоновкою	З малим радіусом викривлення і вибійним двигуном	З середнім радіусом викривлення
Діаметр обсадної колони: 114 мм (4 ½ ") 140 мм (5 ½ ") 178 мм (7 ")	 так так так	 немає так так	 так так так	 так так так
Радіус викривлення	1м < 3фут	7 – 12м 20 – 40 фут	12 – 20 м 40 – 55 фут	50 – 290 м 160 – 1000 ф
Компоновка з можливістю регулювання кута перекосу і телеметричною системою, з кабельним каналом зв'язку	немає	немає	так	так
Компоновка з системою вимірювань у процесі буріння*	немає	немає	немає	так
Спеціальний бурильний інструмент	так	так	так	немає

** Можливо також проведення гамма-каротажу.*

Усі чотири системи придатні для буріння бічного стовбура. Перші три системи вимагають застосування спеціального бурильного інструменту і спеціальних методів досліджень у свердловинах. Малі радіуси викривлення свердловин накладають також обмеження на можливість оцінки продуктивного пласта і методи закінчування свердловин.

При середніх радіусах викривлення застосовується звичайний бурильний інструмент, включаючи систему вимірювань у процесі буріння для інклінометрії і орієнтування відхилювача. Єдиним винятком є обмеження оцінки продуктивного пласта і закінчування свердловини по радіальному зазору, пов'язані з обмеженнями діаметра стовбура свердловини.

Свердловини з бічними стовбурами представляють інтерес, так як вони дозволяють знизити вартість проєктів розробки. У багатьох випадках є можливості зниження витрат на проходку свердловин із горизонтальним стовбуром на 25 – 50 %.

Буріння таких свердловин повинно збільшити їх дебіт, запаси нафти або коефіцієнт вилучення нафти (EOR).

Нижче наведені схеми, які можуть бути застосовані при проєктуванні горизонтальних бічних стовбурів. На схемах (рис. 3.10) представлені типові експлуатаційні свердловини з проміжною колоною, встановленою над продуктивним пластом і експлуатаційною колоною-хвостовиком, встановленою у похилій ділянці, яка розкрила продуктивну зону.

За схемою (рис. 3.10, *а*) у проміжній колоні вирізається вікно і проєктується профіль із середнім радіусом викривлення, щоб отримати горизонтальну ділянку у продуктивному пласті. Перевагою цієї схеми є те, що вона може бути реалізована відносно легко, взаємодія гірських порід із промивальною рідиною повинна бути добре відомою і можна вибрати максимальний розмір експлуатаційної колони-хвостовика.

Недоліками схеми (рис. 3.10, *а*) є те, що початок горизонтальної ділянки буде на деякій відстані від старої свердловини, крім того орієнтування горизонтальної ділянки обмежено азимутом старої свердловини. Якщо проміжна колона дуже зношена, може знадобитися ремонтна обсадна колона-надставка. Це може обмежити діаметр бурильних і насосно-компресорних труб і негативно позначитися на економічних показниках проєкту.

За схемою (рис. 3.10, *б*) вікно вирізається у проміжній колоні вище, ніж передбачено схемою *а*, свердловина забурюється у нижній

стінці старої свердловини і новий стовбур буриться у формі літери "S".

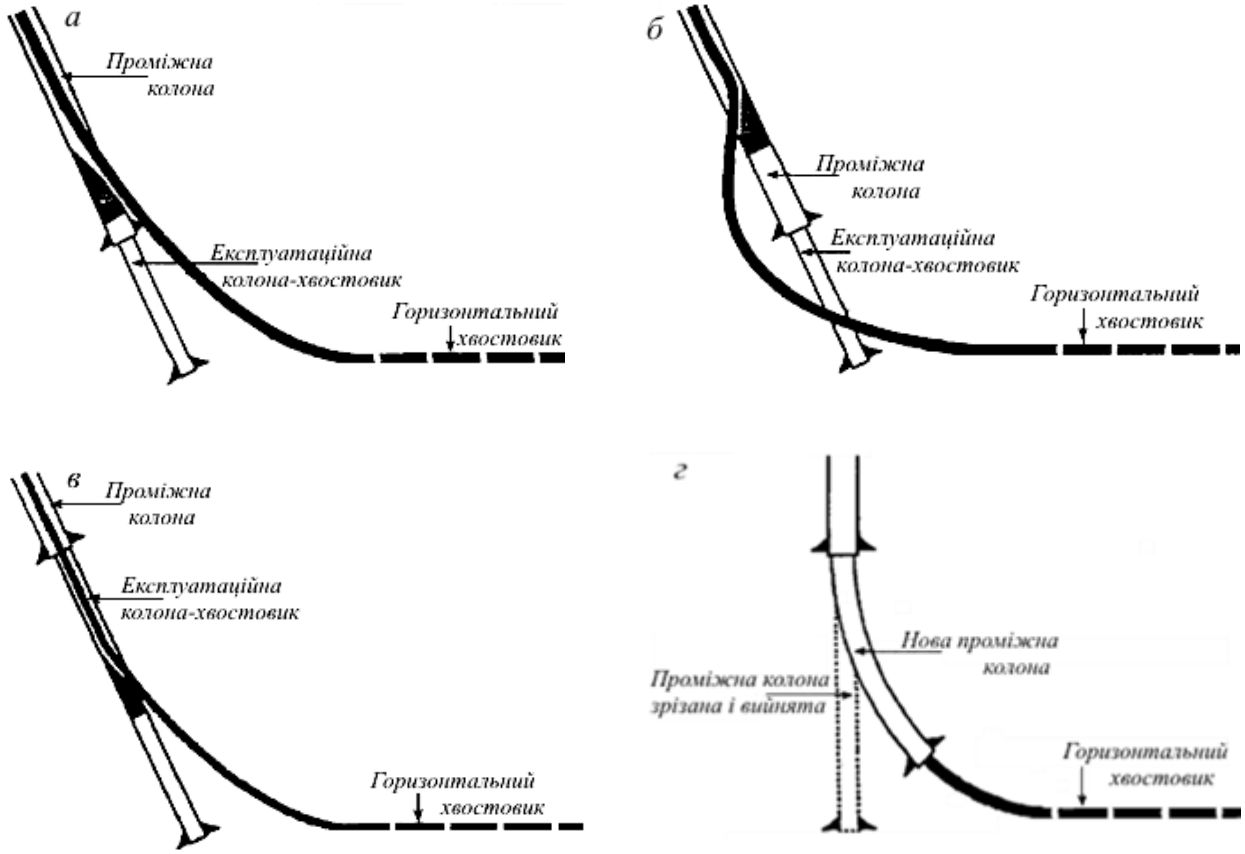


Рисунок 3.10 – Схеми для проєктування горизонтальних бічних стовбурів

Перевагою схеми (рис. 3.10, *б*) перед схемою *а* є те, що вона дозволяє наблизити горизонтальну ділянку до старої експлуатаційної ділянки під більш пильний геологічний контроль.

Основним недоліком схеми *б* є те, що буріння "S"-подібної криволінійної ділянки пов'язане з великим ризиком. Це призводить до подовження і подорожчання свердловини, збільшує крутний момент і навантаження на гаку при підйомі і призводить до більшого зносу проміжної колони.

Схема (рис. 3.10, *в*) передбачає вирізання вікна в експлуатаційній колоні-хвостовику, буріння нового стовбура і буріння горизонтальної ділянки меншим діаметром.

Перевагою цієї схеми є те, що довжина нового стовбура і його закріпленої ділянки може бути зведена до мінімуму і початок горизонтальної ділянки буде ближче до старої свердловини, ніж при схемі *а*.

Недоліком такої схеми є те, що у свердловинах малого діаметра можна проводити тільки гамма-каротаж, а не повний обсяг

вимірювань у процесі буріння. До того ж, орієнтація горизонтальної ділянки буде обмежена напрямом старої свердловини, а експлуатаційна колона-хвостовик повинна мати малий діаметр.

У схемі (рис. 3.10, *г*) проміжну колону зрізують і витягують. Новий стовбур бурять із точки нижче підошви попередньої обсадної колони. Вище продуктивного пласта встановлюється нова проміжна колона. Це створює сприятливі умови при проведенні горизонтальної ділянки і робіт із закінчування свердловини, але ця схема найдорожча.

Головною проблемою буріння бічних стовбурів були великі витрати часу на буріння нового стовбура. Удосконалення конструкцій райберів дозволило вирізати вікно за один рейс. Проблеми з неякісними цементними мостами у свердловині були вирішені попереднім розширенням ділянки установки моста-корка і установкою клина-відхилювача (уіпстока) в обсадній колоні без його цементування.

Контрольні питання

1. Які переваги дає розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром?

2. З якою метою проводиться вирізання вікна в обсадній колоні свердловин?

3. Яка технологія застосовується для відновлення ліквідованих (недіючих) свердловин?

4.Які функції виконує уіпсток при забурюванні бічних стовбурів у свердловинах?

5. Яка технологія вирізання вікна в обсадній колоні із застосуванням роторного способу буріння?

4. СУЧАСНЕ ТЕХНІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМИ СТОВБУРАМИ

4.1. Системи верхнього привода

Системи верхнього привода (СВП) є одним із найважливіших досягнень у галузі технології буріння за останні десятиліття. Верхній привод був розроблений спочатку для бурових верстатів великої вантажопідйомності для буріння на шельфі і вперше був установлений на буровому верстаті у 1982 році. Використання привода показало його значні переваги. Зокрема, перші встановлені на бурових установках СВП дали економію тривалості механічного буріння 11 % та економію тривалості споруджування свердловини в цілому – 8 %. Це, в свою чергу, зменшило витрати на буріння на 6 %, загальні витрати на споруджування свердловини – на 4 %. У 1992 році верхній привод був уперше використаний на установках для буріння на суші. Перший виробник цього обладнання – компанія «Varco».

Головною перевагою СВП є значне скорочення загальних витрат на тривалість буріння. З'явились можливості буріння свічками, які складаються із трьох труб, що усуває два нарощування із трьох. Під час буріння свердловин із похило-скерованим стовбуром, яке набуває все більшого поширення в практиці споруджування свердловин, значно скорочується час, що витрачають на орієнтацію бурильної колони і контроль за спрямованістю проведення свердловини.

Використання верхнього привода дає змогу здійснювати обертання бурильної колони та промивання свердловини, поєднуючи з іншими операціями (спуск інструмента, буріння, підйом інструмента). Завдяки цьому навіть у дуже викривлених свердловинах прихвати інструмента трапляються вкрай рідко. Забезпечується швидке реагування на нафтогазоводопрояви у свердловині, оскільки системи оснащені внутрішнім вмонтованим противикидним клапаном, яким керують із пульта бурильника. Менше ніж за 1 хвилину бурильник у змозі встановити клиновий захват, згвинтити верхню свічку з бурильної колони при повному контролі тиску в свердловині. Усі операції бурильник виконує незалежно від бригади, яка знаходиться на буровій. За будь-яких обставин допускається менше помилок, що гарантує більшу безпеку виконання робіт. Інтегрування стандартних елементів бурового обладнання створює добру виробничу атмосферу в роботі бурової бригади.

СВП повністю сумісні з наявними в експлуатації буровими установками та вежами, стандартним обладнанням талевого блока й електрообладнанням, напрямні системи забезпечують гасіння реактивного моменту на вежі. СВП не потребують традиційної для роторного буріння квадратної штанги та приводних роторних вкладок. Замість цього обертання бурильної колони, що закріплена в трубному маніпуляторі, здійснюється у СВП.

Ще одна істотна перевага застосування верхнього привода – безпечна робота бурової бригади. У процесі буріння єдиним обертовим інструментом на буровій залишається гладкостінна бурильна труба, що значно підвищує безпеку. Зменшуючи на дві третини кількість з'єднувальних операцій, бригада пропорційно менше піддає себе потенційній небезпеці під час виконання подібних операцій.

Переваги застосування верхнього привода для буріння та підземного ремонту свердловин:

1. Використання для буріння свічок із трьох труб знижує на дві третини кількість операцій зі згвинчування, а це економія часу і безпека робіт.

2. Одночасне обертання і створення крутного моменту на верхньому і нижньому з'єднанні бурильної труби наполовину знижує часові витрати на згвинчування та розгвинчування бурильних труб.

3. Можливість виконувати підйом бурильної колони з одночасним обертанням і розгвинчуванням у верхній частині вежі дає змогу бурильнику обертати колону у вузьких ділянках стовбура, уникаючи прихоплення, а також обертати бурильний інструмент та здійснювати циркуляцію у свердловині під час спуско-піднімальних операцій (СПО) і проведення свердловин із великим кутом нахилу стовбура, що зменшує імовірність прихватів.

4. З'являється можливість швидкого розбурювання цементних мостів без зупинки для приєднання вертлюга і квадратної штанги, що потребує часових витрат.

5. Під час використання вибійного двигуна колону можна утримувати гальмом, що розташоване на обладнанні бурового верстата. Це дає змогу підтримувати постійну орієнтацію долота в інтервалі буріння, рівному повній довжині свічки із трьох труб, і здійснювати повний контроль за спрямуванням долота при меншій кількості замірів.

6. Значно підвищена безпека робіт бурової бригади. Крім зменшення на дві третини кількості операцій зі згвинчування,

потрібно використовувати тільки один нижній затримуючий ключ. Збільшення значення крутного моменту досягається двигуном. Гладкостінна труба є єдиним обертовим елементом на буровій.

Верхній привод (рис. 4.1) – це рухливий обертач, що суміщає функції вертлюга і ротора, оснащений комплексом засобів механізації для роботи з бурильними трубами при виконанні спуско-підіймальних операцій. Його призначення – швидка і безаварійна проводка вертикальних свердловин, СГС і СПС.

Більшість типів систем верхнього привода (СВП) мають привод від двигуна постійного струму, рідше – від двигуна змінного струму або гідравлічного двигуна. Потужність систем верхнього привода більшості моделей – до 800 кВт, крутний момент – 25 – 45 кН·м. Основні виробники СВП – фірми National Oilwell Varco, Streicher, TESCO, Canrig, Bentec, GDS, JH-Цзинхун, Herrenknecht, Warrior та ін.

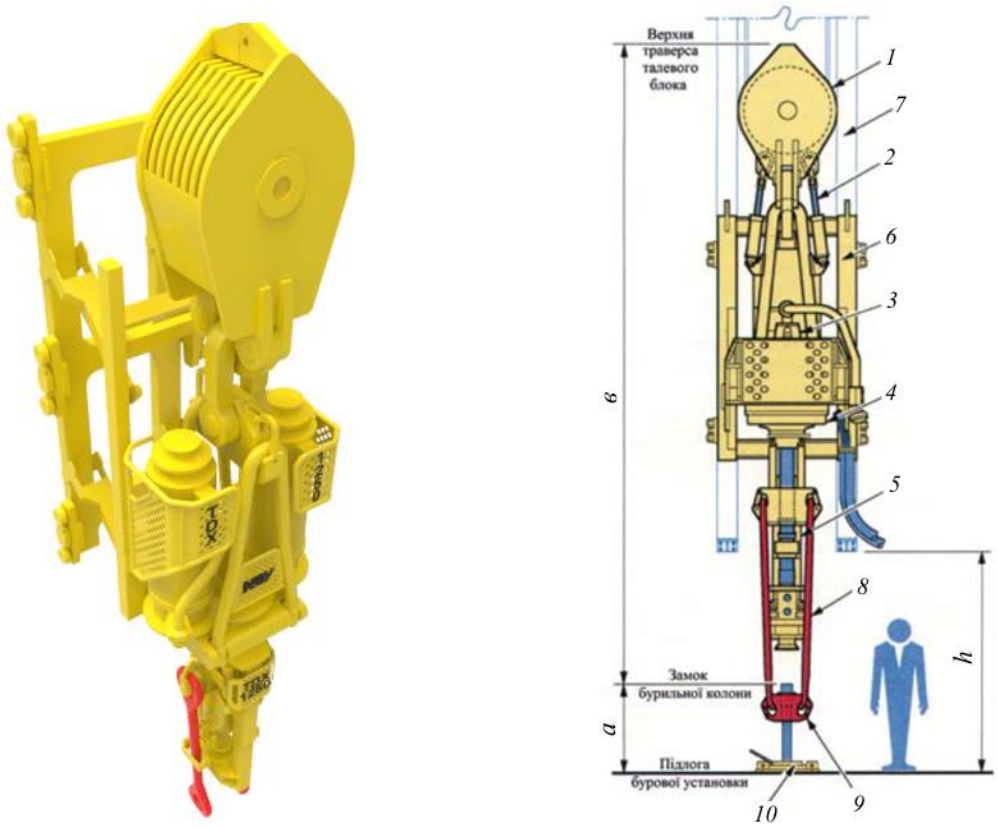


Рисунок 4.1 – Загальний вид та схема верхнього привода

1 – талевий блок; 2 – компенсаційний циліндр; 3 – інтегрований вертлюг; 4 – трансмісія системи; 5 – трубний маніпулятор; 6 – направляюча каретка; 7 – направляючі рейки; 8 – штропи; 9 – елеватор; 10 – направляюча воронка основної вкладки; a – відстань від підлоги бурового верстата до бурильного замка; b – робоча висота; h – висота розміщення нижніх кінців направляючих рейок над підлогою бурового верстата

Функції СВП:

1) обертання бурильної колони з регулюванням частоти при бурінні, проробці та розширенні стовбура свердловини, при підйомі та спуску бурильної колони;

2) гальмування бурильної колони та її утримання у заданому положенні;

3) забезпечення проведення спуско-підіймальних операцій у тому числі:

– нарощування та розбирання бурильної колони свічками і одиночними трубами;

– згвинчування і розгвинчування бурильних труб, докріплення і розкріплення різьбових з'єднань перехідників та кульових кранів;

– подача бурильних труб до стовбура та видалення від стовбура вертлюга;

4) проведення операцій зі спуску обсадних колон у свердловину;

5) промивання свердловини з одночасним провертання бурильної колони;

6) надання та забезпечення величин крутного моменту і частоти обертання, їх вимірювання та виведення показників на дисплей блоку керування, виносний дисплей, пульт керування і на станцію геолого-технічних досліджень;

7) дистанційне керування;

8) герметизація внутрішньотрубного простору кульовими кранами.

Верхній привод підвішується нижче талевого блока і рухається разом із ним. Він обертає бурильну трубу зверху колони. Верхній привод з’єднаний з верхньою частиною бурильної колони і забезпечує крутний момент на колону і одночасно подає промивальну рідину і підтримує вагу колони (вертлюг із приводом). Обертальний момент, що розвивається двигуном верхнього привода, сприймається направляючою рейкою і передається на вишку або основу вишки. Маніпулятор для роботи з трубами, що з’єднаний внизу з трансмісією верхнього привода, керується бурильником дистанційно і встановлює та роз’єднує нижнє з’єднання верхнього привода для передачі крутного моменту на бурильну колону без виконання операцій вручну.

Рухома частина системи верхнього привода складається з вертлюга-редуктора *4* (рис. 4.2), підвішеного на штропах на траверсі талевого блоку.

На верхній кришці вертлюга-редуктора установлений вибухозахищений електродвигун постійного або змінного струму *4*. Один кінець вала електродвигуна за допомогою еластичної муфти

приєднаний до швидкохідного валу редуктора. На протилежному кінці – диско-колодкове гальмо *3*. До корпусу вертлюга-редуктора кріпиться рама, через яку блоком роликів передається крутний момент на направляючі *15* і з них – на вежу.

Між талевим блоком і вертлюгом-редуктором установлена система розвантаження різьби, яка забезпечує автоматичне виведення різьбової частини ніпеля замка бурильної труби з муфти при розгвинчуванні і хід ніпеля при згвинчуванні замка. При цьому виключається пошкодження різьби.

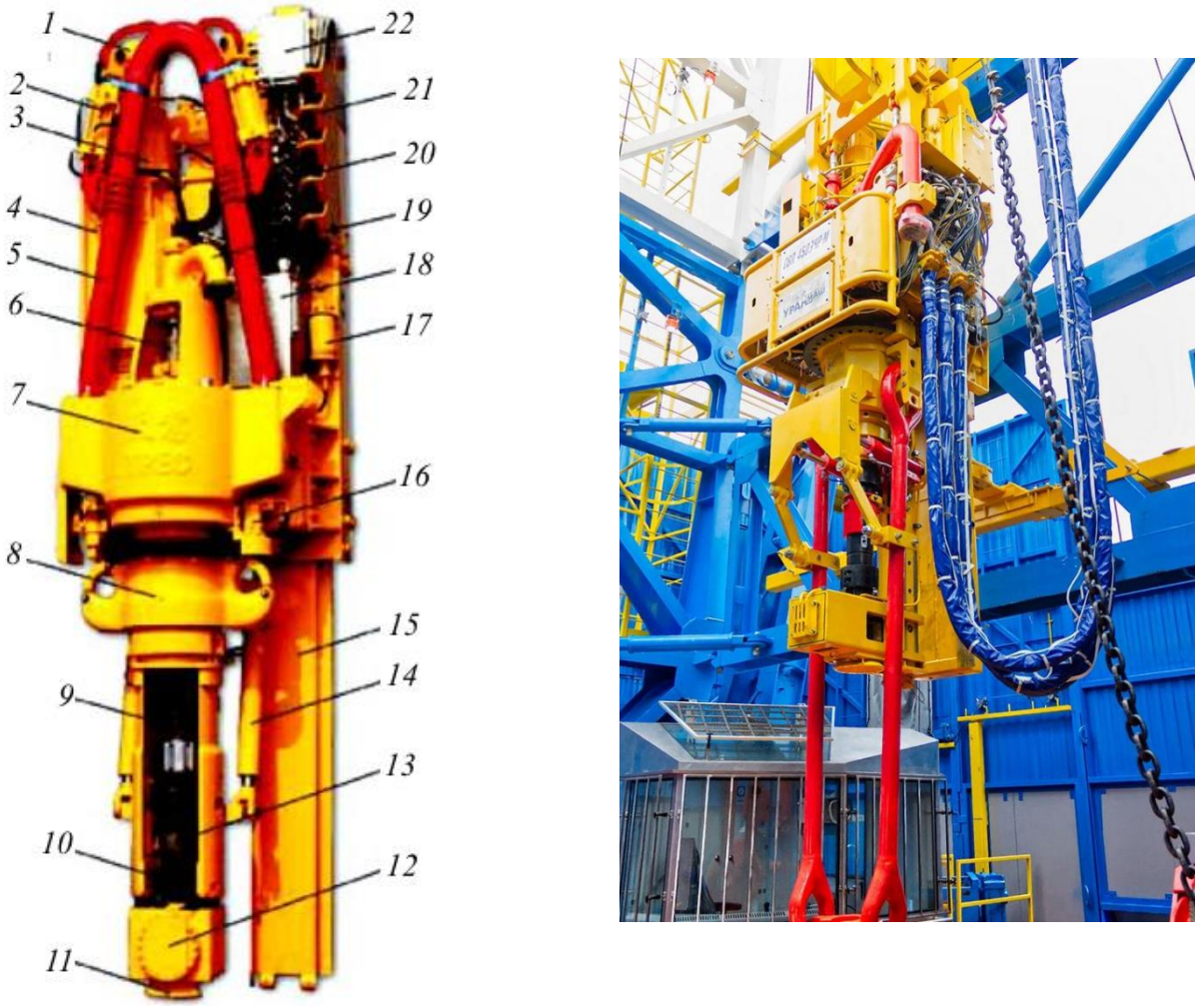


Рисунок 4.2 – Система верхнього привода бурового верстата

1 – вентилятор; 2 – балансир; 3 – дискове гальмо; 4 – головний двигун; 5 – штроп; 6 – промивальна труба; 7 – редуктор; 8 – обертач; 9 – верхній превентор; 10 – стопорний фланець; 11 – направляюча воронка;12 – захоплювач; 13 – нижній превентор; 14 – гідроциліндр;15 – направляюча рейка; 16 – гідромотор; 17 – накопичувач; 18 – бак;19 – горловина; 20 – блок клапанів; 21 – струмовідвід; 22 – кабельна коробка

Трубний маніпулятор під дією зубчастої пари з приводом від гідродвигуна *16* може повертати елеватор у будь-який необхідний бік: на містки, на шурф для нарощування тощо.

Трубний затискач *12* потрібен для захоплення і утримання від обертання верхньої муфти труби під час згвинчування або розгвинчування з нею стовбура вертлюга.

Між ніпелем і стовбуром вертлюга навернений ручний кульовий кран *13* для неоперативного перекриття внутрішнього отвору стовбура вертлюга. Для оперативного перекриття отвору стовбура вертлюга перед відведенням установлено внутрішній превентор (подвійний кульовий кран) *9*, який також служить для утримання залишків промивальної рідини після відгвинчування бурильної колони.

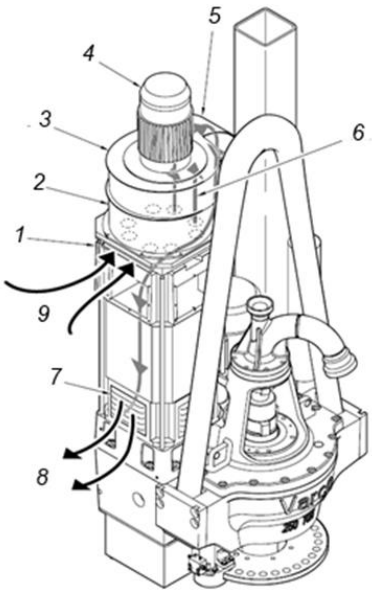
Вертлюжна головка призначена для передачі робочої рідини з необертової частини СВП на обертову частину, і дозволяє не від'єднувати гідравлічні лінії, коли трубний маніпулятор обертається з бурильною колоною при бурінні, при проробці стовбура свердловини або позиціонуванні механізму відхилення штропів елеватора.

Система відхилення штропів призначена для підведення і відведення елеватора до центру свердловини. Система відхилення штропів являє собою штропи, підвішені на бічних рогах траверси. До штропів кріпляться гідроциліндри *14* відхилення штропів.

Виготовлений із сталевого сплаву штроп вертлюга прикріплюється до основного корпусу. Штроп вертлюга може переміщуватися по вертикалі щодо корпуса вертлюга створюючи таким чином систему противаги.

Наявне обладнання та пристосування: різьбова компенсація, дистанційно керовані клапани-відсікачі для зупинки протікання промивальної рідини, а також механізми нахилу елеваторів підвищують швидкість, зручність і безпеку використання систем верхнього привода.

На рисунку 4.3 показана система охолодження двигуна на прикладі СВП TDS-10S. Це система відцентрового вентилятора з місцевим повітрезабірним пристроєм, що складається з електродвигуна вентилятора охолодження, встановленого зверху бурового двигуна змінного струму. Повітря в систему надходить через повітрезабірний пристрій, який є одночасно кожухом гальма, потім повітря проходить по жорсткому трубопроводу і надходить в отвір, розташований у верхній частині двигуна. Після проходження через внутрішній простір відкритого бурового двигуна змінного струму, повітря виходить через отвір, розташований у днищі двигуна.



Переваги СВП, які сприяють широкому застосуванню верхнього привода у бурових верстатах:

– економія часу у процесі нарощування труб при бурінні;

– зменшення ймовірності прихоплень бурового інструменту;

– розширення та проробка стовбура свердловини при спуску і підйомі інструменту;

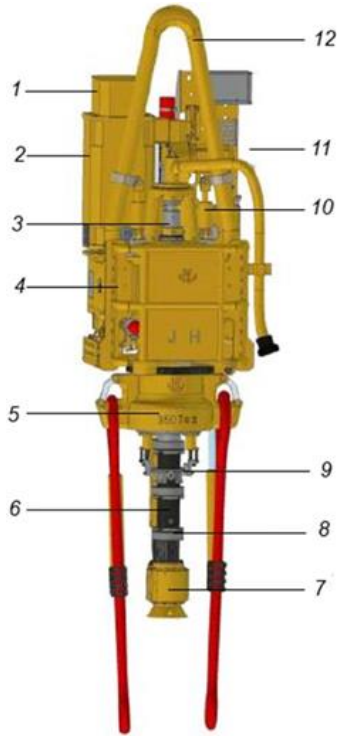
– підвищення точності проводки свердловин при направленому бурінні;

– підвищення безпеки бурової бригади;

Рисунок 4.3 – Система охолодження двигуна СВП моделі TDS-10S

1 – буровий двигун змінного струму; 2 – корпус гальмівного диску; 3 – відцентровий вентилятор; 4 – електродвигун вентилятора; 5 – канал; 6 – повітряний потік; 7 – жалюзі; 8 – потік відпрацьованого повітря; 9 – потік повітря на вході (між двигуном і корпусом гальма)

– зниження ймовірності викиду флюїду із свердловини через бурильну колону;



– полегшення спуску обсадних труб у зонах ускладнень за рахунок обертання і промивання;

– підвищення якості керну.

Головною особливістю системи верхнього привода є можливість монтувати його у будь-який час проводки свердловини, практично не перериваючи буріння.

Рисунок 4.4 – Загальний вигляд СВП модель DQ50BQ-JH

1 – гальмо; 2 – буровий двигун; 3 – сальник; 4 – редуктор; 5 – обертовий адаптер; 6 – превентор ручний; 7 – трубний затискач; 8 – пристосування проти розгвинчування; 9 – превентор дистанційний; 10 – противага; 11 – вентилятор; 12 – штроп

Таблиця 4.1 – Типи силових верхніх приводів бурових установок

Тип верхнього привода	Глибина буріння, м	Максимальне навантаження, кН	Робочий крутний момент, кН·м
DQ90BS-JH	9000	6750	76
DQ70BSQ-JH	7000	4500	65
DQ70BS-JH	7000	4500	55
DQ50BQ-JH	5000	3150	48
DQ50B-JH	5000	3150	40
DQ40BQ-JH	4000	2250	40
DQ40B-JH	4000	2250	33
DQ20B-JH	2000	1350	26
DQ70YA-JH	7000	4500	49
DQ40YA-JH	4000	2250	35
DQ20YA-JH	2000	1350	25

4.2. PDC долота

Вперше PDC долота (Polycrystalline diamond compact – полікристалічний алмазний композит) з'явилися в нафтовій промисловості в середині 1970-х років. З того часу долота зазнали безлічі технологічних змін, стали надзвичайно ефективним буровим інструментом при бурінні як м'яких незцементованих, так і твердих абразивних порід.

PDC долота – це долота, виготовлені за останньою технологією для буріння свердловин на нафту, газ і воду, або геотермальних свердловин (рис. 4.5). PDC долота виготовляються з високоякісної сталі або матричного порошку і армуються алмазними полікристалічними різцями. Розмір і кількість різців, залежать від кількості лопатей і діаметра долота. Ці долота мають високу зносостійкість і дають високі швидкості проходки.



Рисунок 4.5 – Загальний вигляд PDC долота

PDC долота руйнують гірські породи шляхом різання. Гідравлічна конструкція PDC доліт забезпечує швидке очищення стовбура свердловини від вибуреної породи і охолодження долота, що в сукупності забезпечує високі швидкості буріння, у 2 – 3 рази більші від традиційних шарошкових доліт, а також тривалий ресурс доліт.

PDC долота ефективно використовуються у нафтогазовій промисловості.

Основні технологічні переваги PDC доліт:

– високі швидкості буріння;

– висока зносостійкість, що дозволяє забезпечувати високі показники проходки (ресурс доліт може досягати 5 000 м і більше);

– одержання правильного вертикального профілю стовбура свердловини колового перетину, що сприяє легкому спуску обсадної колони;

– одержання зернистої вибуреної породи;

– безперешкодне проходження кременевих порід;

– відсутність в конструкції рухомих частин (значно знижуються ризики залишення елементів долота на вибої свердловини при бурінні);

– низьке осьове навантаження при високих швидкостях буріння.

Маючи високу зносостійкість і працездатність, лопатеві PDC долота забезпечують збільшення проходки за рейс, підвищуючи при цьому швидкість буріння.

Проста, але досить міцна система кріплення різця у поєднанні зі зміцненням поверхні наплавленням карбіду вольфраму забезпечують технологічність долота, високу продуктивність проходки свердловини і ремонтопридатність.

Спіральна калібрувальна поверхня покращує якість очищення і зменшує крутний момент. Наявність стабілізуючих елементів знижує вібрацію бурового інструменту, запобігає зламу різців, покращує технологічність керування по заданому курсу траєкторії стовбура свердловини.

Висока працездатність інструменту і технологічність керування траєкторією стовбура свердловини дозволяють вирішити найважливіше завдання щодо зниження вартості метра проходки і поліпшують експлуатаційні якості інструменту (рис. 4.6).

Перевагою PDC доліт перед шарошковими є їх зносостійкість. Навіть при деформації такі долота можна ремонтувати і знову запускати в роботу. Механізм руйнування гірської породи зрізанням у 2 рази ефективніший за руйнування стисненням і, відповідно,



механічна швидкість проходки для PDC доліт вища. Розробка нових форм і профілів лопатей спрямована до поліпшення керованості долотами при похило-скерованому бурінні. А розробки PDC різців дозволяють бурити все більш тверді породи та інтервали з перешаруванням гірських порід.

Рисунок 4.6 – Породоруйнуючі елементи оснащення алмазного PDC долота фірми Halliburton



Рисунок 4.7 – Різновиди оснащення PDC доліт 8½" (215,9 mm) Reed Hycalog, Halliburton, Smith Bits, Baker Hughes

Основною причиною зношення бурових доліт при експлуатації є значне пошкодження долота при ударному навантаженні. Щоб зменшити ступінь ушкодження доліт під дією ударного навантаження повинні вживатися заходи для оптимізації компоновки низу бурильної колони (КНБК) та поліпшення режиму буріння. Як показує практика, головну складність при руйнуванні гірських порід складають не літологічні умови – основна проблема полягає у недостатніх потужностях бурових установок, неякісному контролі за параметрами буріння і недостатній інформації про умови буріння.

Більш ефективно гірські породи руйнуються при зусиллі на зрізання. PDC долота в основному руйнують породу внаслідок саме такої дії. Тому очевидно, що буріння може здійснюватися значно швидше при використанні PDC доліт. Негативним є те, що чим більше породи видаляється з вибою за один оберт долота, тим більше потрібно енергії. Надлишковий крутний момент на долоті і нестабільне направлене буріння – основні причини іноді незадовільної роботи PDC доліт.

Удосконалення PDC доліт, призвело до якісного стрибка показників, як за механічною швидкістю, так і за довжиною рейсів і відповідно до скорочення кількості спуско-підіймальних операцій

(СПО). Також знизилася аварійність, пов'язана із залишенням частин долота на вибої.

Кожна модель серії PDC доліт розробляється із застосуванням комп'ютерної програми оптимізації компанії Varel. Використовуючи дані про механічні властивості породи, геофізичні та технологічні дані, ця програма дозволяє спроєктувати рівномірно навантажене розташування різців. Саме ріжуча структура спричиняє вібрації долота при бурінні. Зведення до мінімуму дисбалансу сил у PDC долотах, що діють на ріжучі елементи долота (рівномірно навантажена ріжуча структура), знижує вібрації на вибої свердловини і збільшує довговічність його роботи. Оптимізація розташування різців забезпечує значне підвищення продуктивності доліт.

Коли геолого-технічні умови буріння сприяють виникненню вібрацій, протиударні вставки вступають в контакт із породою і відновлюють плавний режим різання, який збільшує довговічність і продуктивність різців.

Висока міцність різців властива всім PDC долотам, що випускаються компанією Varel. Технологія виготовлення різців компанії Varel максимально збільшує їх ударну міцність і абразивну зносостійкість.

Захист калібруючої частини долота забезпечує підтримку номінального діаметра свердловини.

Спіральні лопаті мають ряд переваг перед звичайними радіальними лопатями. Більш плавний режим різання, підвищена конструктивна міцність і збільшена кількість різців спіральних лопатей забезпечують підвищення ефективності буріння і поліпшення керованості долотом у СПС.

Ключові питання оптимізації гідравліки долота, що включають розподіл потоку промивальної рідини, траєкторії її руху і об’єм промивальних пазів, вирішуються у процесі конструювання з метою досягнення ефекту найкращого очищення і охолодження долота. Усі ці параметри оцінюються за допомогою програми тривимірного гідравлічного моделювання.

Отже, бурові PDC долота мають наступні основні конструктивні переваги:

– високоміцні ріжучі елементи;
– оптимальна гідравліка долота;
– спеціальне зміцнення калібрувальної поверхні долота;
– рівномірно навантажена ріжуча структура;
– спіральні лопаті;

– антивібраційний захист долота.

Полікристалічні алмазні різці (PDC) серії SelectCutte

Завдяки розвитку технології виробництва PDC різців вдалося розробити нове покоління термостійких і стійких до абразивного зносу різців серії SelectCutte, які використовуються виключно у бурових долотах класу Premium компанії Halliburton. Забезпечуючи високий рівень стійкості до абразивного зносу, удароміцності і термомеханічної цілісності (Thermal Mechanical Integrit), різці, виконані за технологією SelectCutter найбільш придатні для буріння у найскладніших геологічних розрізах.

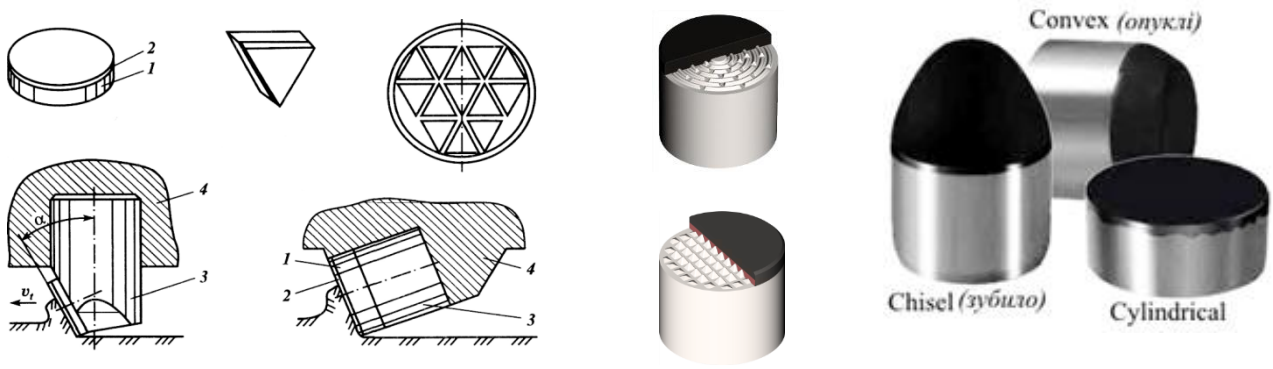


Рисунок 4.8 – Алмазно-твердосплавні пластини і термостійкі різці, що застосовуються в PDC долотах світових виробників

1 – твердосплавна основа; 2 – шар полікристалічного алмазу; 3 – опора різця; 4 – елемент долота

Стійкість до абразивного зносу визначає здатність різця руйнувати породу і зводити до мінімуму втрату алмазного шару. Підвищення стійкості до абразивного зносу алмазного компонента дозволяє довше зберігати гостроту ріжучої кромки.

Ударна стійкість визначає здатність різця зберігати свою цілісність при впливі динамічних навантажень, що дозволяє зберігати гостроту ріжучої кромки для досягнення максимальної швидкості проходки.

Термомеханічна цілісність (Thermal Mechanical Integrit) – збільшена здатність різця протистояти теплоті тертя, що виділяється у процесі буріння. Покращені характеристики термомеханічної цілісності – це підвищення сполучних властивостей алмазної спайки для кращого опору впливу високих температур і утруднення руйнування зв'язку, що призводить до передчасного зносу різця.

Підрозділ Drill Bits and Services компанії Halliburton розробив бурові PDC долота (армовані полікристалічні синтетичні алмази) для

отримання максимальної ефективності роботи з інтелектуальною роторною керованою системою (РКС) iCruis. Робота роторних керованих систем заснована на унікальних принципах, які потребують спеціальної конструкції доліт для досягнення найвищого рівня ефективності. Щоб долото поєднувалося з роторною керованою системою iCruis, компанія Halliburton виконує моделювання кожного долота GeoTech в програмі Direction by Design (DxD). Для розробки лінійки бурових доліт GTi це аналітичне програмне забезпечення було спеціально адаптовано під роботу з роторними керованими системами iCruise і перевірено у численних випробуваннях.

Характеристики і переваги

При роботі з роторними керованими системами критичне значення має здатність бурового долота зарізатися у бічному напрямку. Здатність долота руйнувати породу у бічному напрямку дає можливість системі виконувати відхилення стовбура, бурити криволінійні і прямі ділянки, а також вносити коригування на основі геонавігації для максимального розташування в продуктивній зоні. У конструкції бурового долота є багато чинників, які можуть вплинути на здатність долота руйнувати породу у бічному напрямку, це:

– розташування різців;

– конфігурація калібрувальної поверхні;

– контроль глибини занурення різців у породу;

– профіль долота.

Питання полягає не в тому, щоб зрозуміти, як кожна з цих особливостей змінює поведінку долота, а в тому, як ці особливості взаємодіють один із одним. Окрема оптимізація кожного чинника може призвести до нестійкості роботи і поганої керованості долота за допомогою роторних керованих систем. З огляду на це компанія Halliburton розробила програмне забезпечення для моделювання та оцінки ефективності зарізання бурового долота у бічному напрямку і адаптувала його спеціально для інтелектуальної роторної керованої системи iCruise. Для забезпечення сумісності з РКС iCruise кожне долото серії GTi багаторазово аналізується за допомогою власного програмного забезпечення компанії Halliburton DxD. Цей процес аналізу сумісності гарантує виконання вимог до інтенсивності викривлення стовбура і стабільності роботи поряд з оптимальною швидкістю проходки.

Розглянемо долото типу PDC – 12¼" FS3563Z (рис. 4.9) призначене для буріння нафтових і газових свердловин. Діаметр

долота 311,1 мм. Долото складається з двох металевих секцій, які з'єднані між собою різьбовим з'єднанням.

Долото має п'ять фрезерованих лопатей, на кожній із яких посаджено гарячим наплавленням різці. Кожен різець складається з синтетичного, виготовленого штучним способом полікристалічного алмазного складу чорного кольору в парі з карбід-вольфрамовим сплавом. Позаду різців на плечах лопатей наплавлені обмежувачі ударів – спеціальні вставки, виконані з карбід-вольфрамового з'єднання. У комплекті з долотом поставляються насадки, виконані з карбід-вольфрамового металу, а також може поставлятися металева П-подібна плита, для скручування долота.



Рисунок 4.9 – Долото типу PDC – 12 ¼" FS3563Z (311,1 мм) компанії Halliburton Security DBS

Долота типу PDC – 8½" FMH3655ZR (рис. 4.10), 8½" FM3651Z (рис. 4.11) призначені для буріння нафтових і газових свердловин. Діаметр інструментів 215,9 мм. Долота складаються з двох секцій – верхньої і нижньої. Верхня різьбова секція металева, нижня секція – матрична, спечена, складається з різних порошкових сплавів в основі яких метал і карбід-вольфрам. Секції спечені між собою. Обидва типи доліт мають по шість лопатей, на кожній з яких посаджено різці гарячим наплавленням. Кожен різець складається з синтетичного, виготовленого штучним способом полікристалічного алмазного складу чорного кольору в парі з карбід-вольфрамовим сплавом. У варіанті виконання FMH3655ZR позаду різців наплавлені обмежувачі ударів – спеціальні вставки, виконані штучним полікристалічним алмазним сплавом у парі з карбід-вольфрамовим сплавом, вони служать додатковими різцями. Виконання FMH відрізняється від виконання FM товщиною шару синтетичного, штучного полікристалічного різця. У комплекті з долотом поставляються насадки, виконані з карбід-вольфрамового металу, а також може поставлятись металева П-подібна плита, для скручування долота.

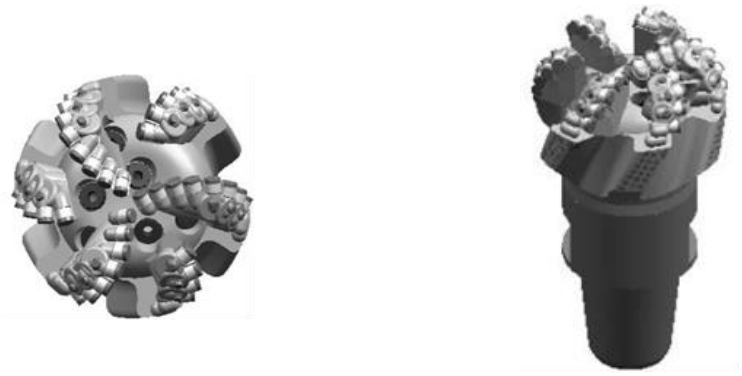


Рисунок 4.10 – Долото типу PDC – 8½" FMH3655ZR (215,9 мм) компанії Halliburton Security DBS

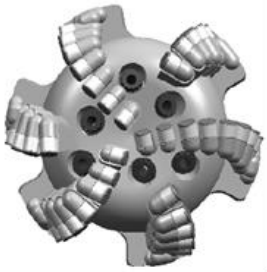


Рисунок 4.11 – Оснащення PDC долота типу PDC – 8½" FM3651Z (215,9 мм) компанії Halliburton Security DBS

Долото з обертовими роликами

Останнім часом компанія Halliburton застосувала свою нову технологію Cruzer. Невеликі алмазні обертові ролики на кінці долота, які можна замінити або відремонтувати, знизили коефіцієнт тертя. Система стійка до абразивного зношування, ударного навантаження, тепломеханічної дії і зберігає контроль за глибиною різання при бурінні.



Обертові ролики забезпечують стабільніше керування під час направленого буріння. Невеликий розмір роликів дозволяє включати їх в нові або вже існуючі конструкції (рис. 4.12).

Рисунок 4.12 – PDC долото з обертовими роликами Cruzer

Більш низький рівень тертя знижує тепло, що виділяється, підвищує ефективність буріння і надійність долота. При бурінні долото заглиблюється в пласт із постійною швидкістю без відводу теплової енергії від породоруйнуючого елемента.

Наступним етапом удосконалення є об'єднання «розумних» доліт із технологією бурових установок, які за допомогою встановлених на них цифрових приладів будуть вловлювати зміну структури породи перед її проходженням для забезпечення планомірного, автоматизованого процесу буріння.

Підготовка PDC долота до спуску у свердловину

Фінальні перевірки для підтвердження і реєстрації використання долота з насадками необхідного розміру:

– записати тип, розмір і серійний номер долота;

– переконатися у відсутності стороннього матеріалу у центральному каналі і окремих промивальних каналах, який може закупорити насадки;

– переконатися в правильному розмірі насадок долота, визначеному шляхом обчислення загальної площі перетину потоку промивальної рідини через долото;

– для пошкодженого, яке повторно спускається або відремонтованого долота:

а) зафіксувати стан / ступінь зносу долота;

б) сфотографувати долото; за необхідності – зробити додаткові світлини пошкодженої / зношеної ділянки;

– для випробування вибійного двигуна в обсадній колоні рекомендується використовувати зношене, а не призначене для буріння долото. Це дозволить виключити ризик пошкодження нового долота в колоні.

4.3. Гвинтові вибійні двигуни

Сьогодні розробка важковидобувних родовищ вуглеводнів проводиться з використанням СГС і СПС. При бурінні таких свердловин широке застосування одержали гвинтові вибійні двигуни (ГВД), зокрема, канадської компанії Wenzel Downhole Tools (рис. 4.13).

Основними силовими вузлами гвинтового вибійного двигуна є ротор і статор. *Ротор* ГВД має спеціальний профіль із визначеним кроком гвинтової лінії. *Статор* – корпус у вигляді металевої труби з привулканізованою до неї зсередини гумовою обкладкою з внутрішньою гвинтовою поверхнею. У процесі роботи обкладка статора (еластомер) сприймає циклічно змінні навантаження, реактивний момент і радіальні сили. Західність силової секції (співвідношення гвинтових ліній ротора і статора): 1:2; 3:4; 4:5; 5:6; 7:8; 9:10.

Часто збої у роботі ГВД пов'язані зі стійкістю еластомерної обкладки статора. Умови експлуатації та середовище на вибої свердловини негативно впливають на стійкість еластомерної обкладки до механічного пошкодження. Але у промисловості немає еластомерів, які можуть тривалий час протистояти абразивним

рідинам і твердим речовинам, а також витримувати відхилення робочих температур промивальної рідини в силовій секції ГВД – від 30°С до 145 °С. Нагрівання промивальної рідини пов'язують з явищем гістерезису, в результаті якого при кожному циклі відбувається виділення тепла і саморозігрів гумової обкладки, а також нагрівання бурового робочого елемента і, очевидно, перетворення частини тиску в тепло в силовій парі "ротор – статор"[11]. Це підтверджено також нашими моделями ГВД в системі SolidWorks Flow Simulation[12]

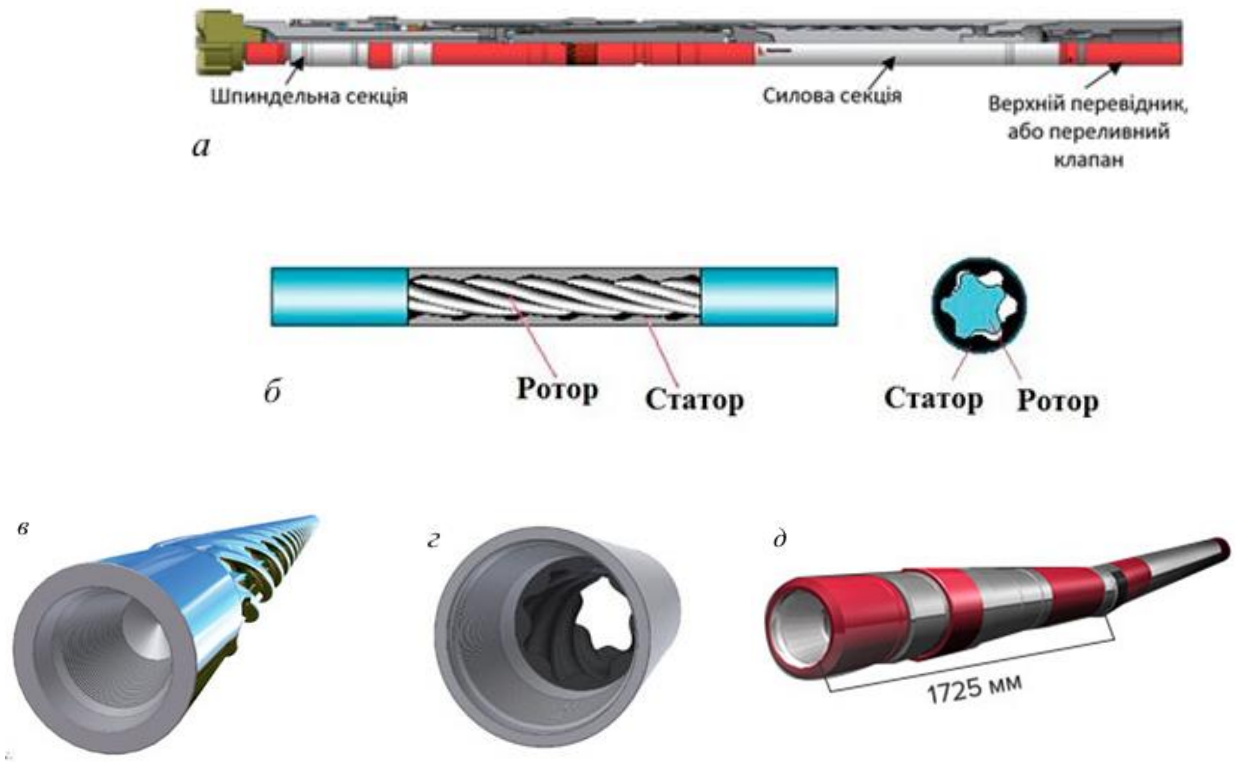


Рисунок 4.13 – Типова конструкція гвинтового вибійного двигуна

а – загальний вигляд гвинтового вибійного двигуна; б, в, г – ротор і статор; д – шпиндель

Найбільш поширеними еластомерними марками, які використовуються у ГВД, є NBR (нітриловий або акрилонітрилбутадієново-каучуковий) сорти. Існує певна потреба в кращих еластомерних сполуках для підвищення терміну їх роботи.

[11] Andoskin, V.N., Vyguzov, A.M., Kuznetsov, A.V., Khayrullin, D.N., & Novikov, R.S. (2014). Vintovye zaboynye dvigateli firmy "Radius – Servis". Burenie i Neft', (11), 50 – 53.
[12] Modeling of the power section of downhole screw motors (2017) Author(s): Biletskyi, V (Biletskyi, V.); Landar, S (Landar, S.); Mishchuk, Y (Mishchuk, Yu) Source: Mining of mineral deposits Volume: 11 Issue: 3 Pages: 15 – 22.

За даними бурових компаній ТОВ “Газпром буріння” і “КСА Deutag”, за рік відбувається від 5 до 12 аварій з ГВД, які призводять до тривалих відновлювальних робіт на свердловині, або до повної її ліквідації. При цьому практика застосування ГВД показує, що близько 50 % всіх відмов пов’язано зі зносом робочих органів, тобто пари тертя “гума – метал” (“сталевий ротор – гумометалевий статор”). Експлуатаційний ресурс ГВД, залежно від типорозміру і умов експлуатації, становить 90 – 235 год. Підкреслюється актуальність розробки методів триботехнічних випробувань ГВД, отримання різноманітної інформації, яка дозволить оцінити вплив режимних чинників на нестабільність роботи ГВД, їх зупинки, термін служби робочих органів та аварійність.

Гвинтові вибійні двигуни компанії Wenzel Downhole Tools за принципом дії належать до об'ємних гідравлічних машин, багатозахідні робочі органи яких являють собою планетарно-роторний механізм із косозубим зачепленням.

Призначення гвинтового вибійного двигуна (ГВД) – буріння свердловин у різних геологічних умовах.

Переваги використання ГВД:

– підвищена надійність вибійних двигунів у комплексі з буровими безопорними долотами PDC і телеметричними системами для вимірювання параметрів траєкторії під час буріння розширює можливості спрямованого буріння для компаній-операторів як додаток до роторного способу;

– ефективний вибійний двигун, що відповідає типу бурового долота і гірських порід, забезпечує вищі швидкості проходки порівняно з тими, що досягаються при звичайному бурінні роторним способом;

– двигун дозволяє знизити частоту обертання бурильної колони, при цьому зменшується зношування обсадної і бурильної колон та наддолотних рухомих елементів компоновки;

– правильно підібрана компоновка низу бурильної колони (КНБК) дозволяє здійснювати ефективний контроль траєкторії буріння стовбура свердловини;

– силова секція забезпечує широкий діапазон частоти обертання долота та ефективного крутного моменту;

– останні розробки в галузі еластомірів та сучасні виробничі технології дозволяють використовувати силову секцію в умовах високих вибійних температур і застосування інвертних промивальних рідин;

– регулятор кута або жорсткий корпус і приводний вал розташовані між силовою секцією і опорним вузлом та призначені для роботи з високим крутним моментом;

– для ускладнених умов буріння та великої глибини свердловин Wenzel Downhole Tools створює конструкції опорних вузлів, які витримують вищі навантаження і крутний момент, і водночас мають підвищену надійність і довговічність;

– Wenzel Downhole Tools створює опорні вузли, які змащуються мастилом (герметизовані) або промивальною рідиною (відкриті).

Гвинтові вибійні двигуни виробництва компанії Wenzel Downhole Tools виготовляються наступних типорозмірів: 241 мм, 203 мм, 165 мм (171 мм), 121 мм, 79 мм і характеризуються:

– оптимальними кінематичними характеристиками, що забезпечують ефективне відпрацювання доліт;

– мінімальними осьовими габаритами, що дозволяють використовувати ГВД при бурінні СПС і СГС і бічних стовбурів;

– простотою збірки і ремонту.

Силові пари ГВД різної конфігурації і наповнені мастилом шпиндельні секції забезпечують високі крутні моменти, плавність запуску і роботи двигунів у різних геолого-технічних умовах і при різних кутах нахилу стовбура свердловини.

Гвинтові вибійні двигуни з укороченою шпиндельною секцією (рис. 4.14) виготовляються типорозміром 165 мм.

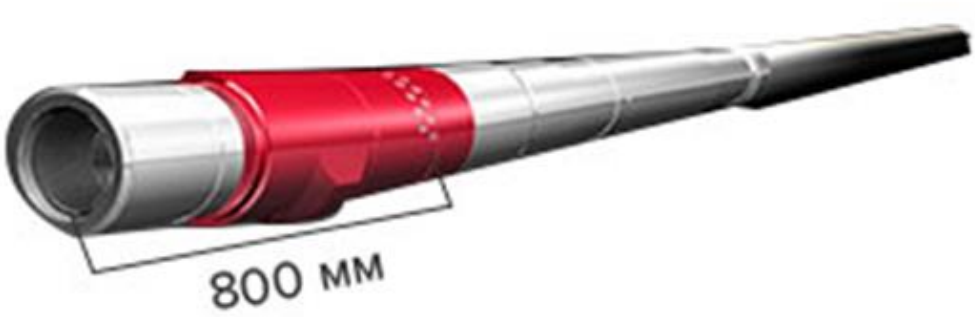


Рисунок 4.14 – Гвинтовий вибійний двигун High Build Motor (HB21) з укороченою шпиндельною секцією

Особливістю спеціальних двигунів High Build Motor (HB21) із укороченою шпиндельною секцією є те, що відстань від торця вихідного валу до регулятора кута всього 800 мм, тоді як стандартні опори M6 Millenium мають відстань 1725 мм. Це дозволяє збільшити інтенсивність набору зенітного кута майже в 2 рази та зменшити кількість спуско-підіймальних операцій для зміни кута перекосу, а

також надає можливість одночасно додавати обертів ротором без ризику пошкодження двигуна.

Укорочена шпиндельна секція забезпечує високі темпи набору зенітного кута і збільшення швидкості поглиблення свердловини завдяки можливості обертання бурильної колони ротором.

Гвинтовий вибійний двигун High Build Motor (HB21) із укороченою шпиндельною секцією використовують для буріння СПС і СГС нафтових і газових свердловин із використанням як промивної рідини води або бурового розчину густиною не більше 2 000 кг/м^3, при вибійній температурі (до 120 °С).

Особливості ГВД High Build Motor (HB21) з укороченою шпиндельною секцією

Двигун із укороченою шпиндельною секцією дозволяє отримати вищу інтенсивність набору кута завдяки скороченню відстані між регулятором кута і долотом. Завдяки цьому він найбільше підходить для буріння СГС із малим і середнім радіусом і бічних стовбурів.

Двигун має наступні експлуатаційні характеристики:



– герметичний і маслонаповнений підшипниковий вузол;

– регулювання кута перекосу від 0 до 2°;

– адаптований для досягнення більш високої інтенсивності набору кута з можливістю обертання компоновки ротором зі встановленим кутом перекосу;

– здатний до передачі надзвичайно високого крутного моменту;

– може використовуватися зі статорами з твердої гуми й іншими високомоментними силовими парами;

– карданна передача здатна передавати високий обертовий момент.

Улаштування і принцип дії

Застосування гвинтових вибійних двигунів High Build Motor (HB21) дозволяє здійснювати процес буріння при реалізації високого моменту сили і низької частоти обертання на вихідному валу. Контроль над роботою двигуна можна здійснювати за зміною тиску на бурових насосах, оскільки перепад тиску на гвинтовому двигуні пропорційний моменту на його валу.

Рисунок 4.15 – Загальний вигляд компоновки бурового інструменту з гвинтовим вибійним двигуном

Силова секція призначена для перетворення енергії потоку промивальної рідини в обертальний рух ротора і передачі цього руху на вал шпиндельної секції.

Шпиндельна секція призначена для сприйняття осьових і радіальних навантажень, що діють на двигун, і включає в себе опорні підшипники і радіальні опори ковзання.

Підготовка двигуна до роботи і порядок роботи

Двигуни High Build Motor (HB21) постачаються замовнику з сервісного центру з усіма з'єднаннями затягнутими до необхідного значення крутного моменту, а всі комплектуючі інспектуються і випробовуються на працездатність. Двигун постачається з регулятором кута, виставленим на нуль градусів.

При спуску двигуна у свердловину в компоновку бурильної колони повинен бути включений як мінімум один фільтр із отворами діаметром не більшим 5 мм.

Перед спуском необхідно провести тестування двигуна на плавність і легкість запуску. При температурі повітря нижчій за 0 °С двигун необхідно прогріти парою або гарячою водою протягом 30 – 40 хвилин.

Фактичний робочий час двигуна залежить від динамічної ситуації на свердловині – стану промивальної рідини, бурової установки, гідравліки, навантажень, порід і динамічних сил при бурінні. Орієнтовний середній робочий час може скласти 100–120 годин при нормальній експлуатації.

Таблиця 4.2 – Технічна характеристика гідравлічного вибійного двигуна High Build Motor (HB21)

Найменування	Британська імперська система	Метрична система
Номінальний розмір	6.50"	165 мм
Вага	2100 фунт	970 кг
Довжина	28,08 фут	8,56 м

Гвинтовий вибійний двигун Wenzel M6 Millenium призначений для буріння вертикальних, СГС, СПС нафтових і газових свердловин з використанням як промивної рідини води або бурового розчину з густиною не більше 2 000 кг/м^3, при вибійній температурі не більшій 120 °С.

Застосування двигунів Wenzel M6 Millenium дозволяє здійснювати буріння, при реалізації високого моменту сили і низької частоти обертання на вихідному валу.

Термін служби двигуна може скоротитися, при:
– вмісті піску більше 1 %;
– твердої фази більше 5 %;
– хлоридів більше 30 000 ppm[13].

Таблиця 4.3 – Технічна характеристика двигуна Wenzel M6 Millenium

Найменування	Британська імперська система	Метрична система
Діапазон подачі	300 – 600 галон / хв.	1140 – 2270 л / хв
Діапазон обертання	78 – 157 об / хв.	78 – 157 об / хв.
Співвідношення швидкості обертання	0,26 об / галон	0,069 об / л
Рекомендований максимальний диференційний тиск	1 500 psi[14]	10 340 кПа
Відстань від долота до кривого нерегульованого перехідника	4,71 фут	1,43 м
Діаметр свердловини	7 7/8" – 9 7/8"	200 – 251 мм
Верхня приєднувальна різьба	NC 50 (4 1/2" IF) (ГОСТ: З-133)	NC 50 (4 1/2" IF) (ГОСТ: З-133)
Приєднувальна різьба до долота	4 1/2" Reg (З-117)	4 1/2" Reg (З-117)
Максимальне навантаження на долото	90 200 фунт	40 914 кг
Максимальне натяжне зусилля при зворотній проробці	85 600 фунт	38 827 кг
Максимальне натяжне зусилля	780 000 фунт	353 800 кг
Вага двигуна	2 570 фунт	1 170 кг
Довжина двигуна	32,08 фут	9,78 м
Розмір стабілізатора	8 3/8"	212,73 мм

[13] Мільйо́нна ча́стка – одиниця вимірювання концентрації та інших відносних величин, аналогічна за змістом відсотку або проміле, та являє собою одну мільйонну частку. Позначається скороченням ppm (англ. *Parts per million*, читається «пі-пі-ем», «частин на мільйон») або млн$^{-1}$ або мд.

[14] фунт-сила на квадратний дюйм (скорочення: psi) – це одиниця тиску або напруження, заснована на одиницях евердьюпойс. Це тиск утворений силою одна фунт-сила, що діє на площу один квадратний дюйм: 1 psi = 6894,757293168 Н/м²

Промивальна рідина з pH менше 4 або більше 10 може також спричинити пошкодження еластоміра статора.

Фактичний робочий час двигуна залежить від динамічної робочої ситуації на свердловині: стану промивальної рідини, бурової установки, гідравліки, навантажень, порід і динамічних сил при бурінні. Орієнтовний середній робочий час може скласти 160 – 180 годин при нормальній експлуатації.

Гвинтові вибійні двигуни Wenzel M6 Millenium мають західність 7:8.

Герметизовані маслонаповнені опори гвинтових вибійних двигунів Wenzel M6 Millenium розроблені для роботи в надскладних умовах буріння, щоб витримувати ультрависокомоментні силові навантаження. Окремі підшипники розраховані на високі осьові навантаження на долото при бурінні, а також під час проробки.

4.4. Телеметричні системи

Буріння свердловин складного профілю неможливе без застосування сучасних *телеметричних систем* і *систем геонавігації*. Це, перш за все, пов'язано з тим, що буріння свердловин зі складними траєкторіями з довгими горизонтальними ділянками в межах продуктивного горизонту, виконання багатостовбурових відгалужень неможливі без оперативного контролю за станом вибою свердловини. Для виконання поточного контролю за положенням вибою свердловини, що буриться, а також для одержання інформації про параметри режиму буріння з вибою свердловини (значення осьового навантаження, крутного моменту, частоти обертання долота) застосовують сучасні телеметричні системи.

Телеметричні системи включають комплекс: вибійних датчиків, максимально наближених до вибою свердловини, автономне джерело живлення, найчастіше у вигляді гідротурбіни, що виробляє електроенергію, систему зняття, передачі і прийому інформації з вибою на поверхню, комп'ютерну систему обробки отриманих даних для вирішення задач контролю і управління процесом буріння свердловини.

Створенням телеметричних систем для контролю вибійних параметрів почали займатися в середині 1940-х років. В основному ці дослідження проводилися в США на рівні виконання пошукових робіт. На початку 1950-х років були створені дослідні зразки телесистем із гідравлічним каналом зв'язку вибій–гирло свердловини.

Проводились роботи і по розробці телесистем із дротовим та електромагнітним (бездротовим) каналами зв'язку. Найбільшого поширення у практиці буріння отримали телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку, хоча в них є істотні недоліки щодо якості промивальної рідини, та роботи бурового насоса і бурового обладнання. Також отримали застосування телесистеми з електромагнітним каналом зв'язку, хоча вони також мають недоліки, пов'язані, перш за все, з великим впливом на передачу сигналу високоомних і низькоомних пластів, які деформують структуру імпульсу.

Для передачі інформації з вибою свердловини на поверхню застосовуються різні канали зв'язку:

1. Системи з акустичним каналом зв'язку.
2. Телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку.
3. Електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку.
4. Дротовий канал зв'язку.
5. Комбінований канал зв'язку.

Системи з акустичним каналом зв'язку використовують звукові коливання, що поширюються у стовбурі свердловини у промивальній рідині, колоні бурильних труб або навколишній породі. Відповідно до цього вони поділяються на три види: гідроакустичні; акустомеханічні; сейсмічні.

Сейсмічні системи застосовують для пасивного контролю координат вибою. Через недостатню точність визначення положення вибою (десятки метрів) вони знаходяться на стадії наукових і експериментальних досліджень. Як джерело у таких системах використовуються звукові сигнали, які супроводжують процес роботи бурового інструменту при руйнуванні гірської породи на вибої свердловини. Сигнали з вибою вловлюють сейсмічні датчики на поверхні, і таким чином можна визначити як стан вибою свердловини, так і деякі фізико-механічні параметри властивостей гірської породи.

Гідроакустичний канал через складність і різноманіття властивостей слабко вивчений. Однією з центральних проблем у створенні гідроакустичного каналу є розробка низькочастотного (до 100 – 200 Гц) випромінювача, здатного ефективно збуджувати коливання всередині колони бурильних труб у свердловині.

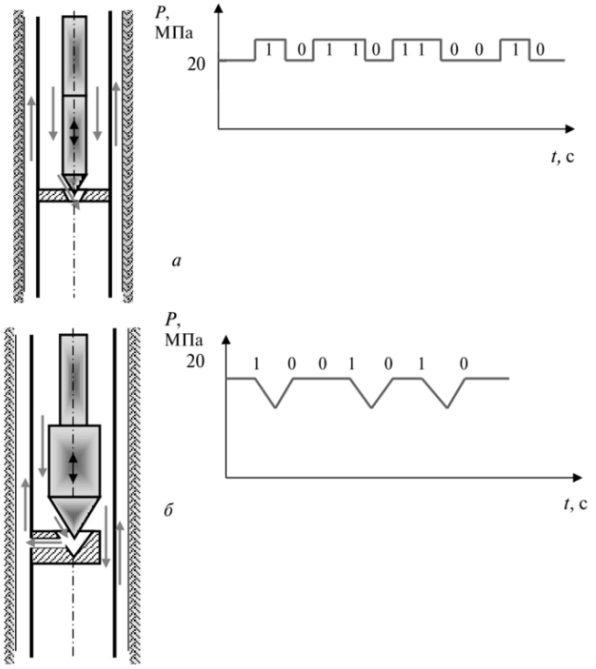
Фірма Schlumberger запропонувала передачу акустичних сигналів у процесі буріння свердловин. Характерною особливістю пропонованої телесистеми є її незалежність від параметрів промивальної рідини, так як акустичний сигнал поширюється по

трубах і тільки на денній поверхні трансформується в електромагнітні коливання.

Поширення *гідравлічного каналу зв'язку* для передачі інформації викликано наступними їх перевагами:

– гідравлічний канал зв'язку є природним каналом зв'язку, так як у ньому як канал зв'язку використовується стовп промивальної рідини в бурильній колоні, а отже, не потрібно додаткових витрат на організацію каналу зв'язку;

– гідравлічний канал зв'язку має велику дальність дії.



На рисунку 4.16 представлені схеми вибійних гідромеханічних датчиків і графічні зображення імпульсів, що генеруються такими датчиками, які використовуються у телесистемах із гідравлічним каналом зв'язку.

Датчики встановлюють всередині колони труб і за допомогою рухомого клапана створюють імпульси тиску промивальної рідини.

Рисунок 4.16 – Кодування сигналів в гідравлічному каналі зв'язку вибійної телеметричної системи (ВТС)

а – схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого позитивного сигналу; б – схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого негативного сигналу

На рисунку 4.17, *а* показаний датчик, який генерує позитивні імпульси тиску, перекриваючи прямий потік розчину всередині колони, а на рисунку 4.17, *б* – негативні, оскільки промивальна рідина через клапан періодично скидається в затрубний простір. Короткий імпульс відповідає кодованому значенням 1 або 0, при цьому при позитивному імпульсі 1 – це код підвищення тиску, а при негативному імпульсі – код зниження тиску. Сигнал, який відповідає 0 – це повернення до колишнього рівня тиску в системі «колона – свердловина».

На рисунку 4.17 показаний пульсатор обертального типу, який передає інформацію внаслідок зміни фази пульсації тиску. Пульсація тиску досягається завдяки обертанню крильчатки *1* з постійною частотою обертання, а фазовий перехід досягається поворотом

крильчатки *2* ліворуч або праворуч. Поворот крильчатки в той чи інший бік призводить до певного зміщення фази пульсації і знаку 1 або 0.

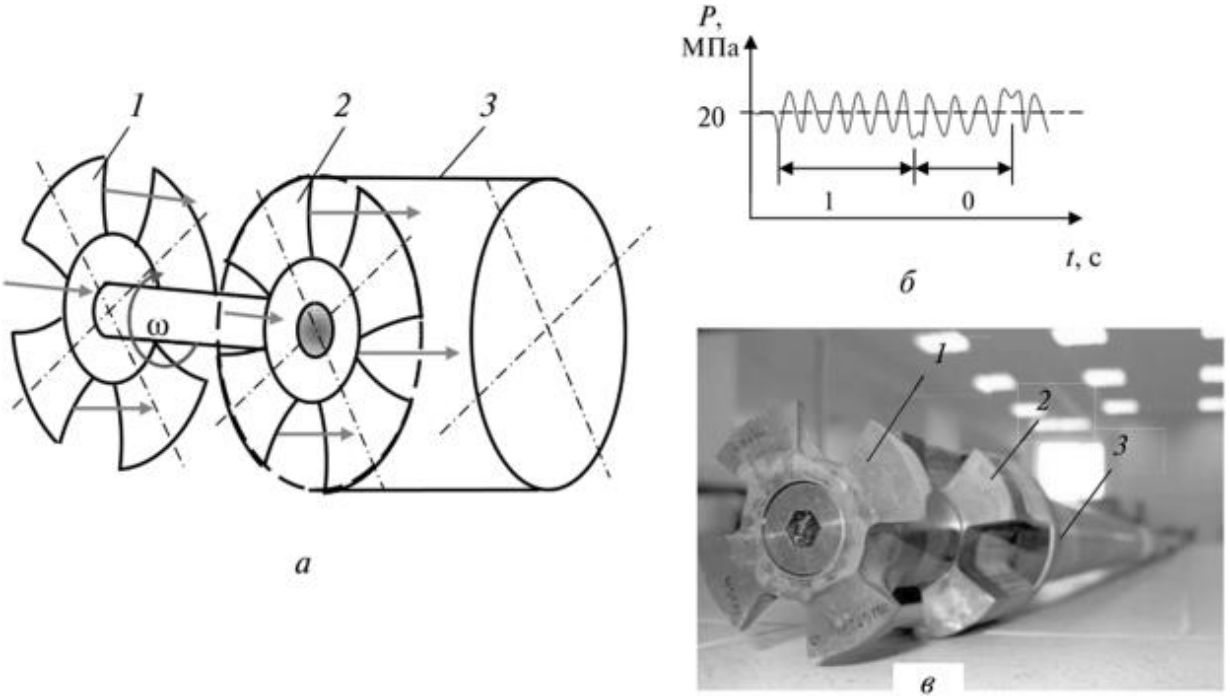


Рисунок 4.17 – Схема пульсатора обертального типу

а – схема роботи; б – графік імпульсу сигналу; в – зовнішній вигляд пульсатора; 1 – обертова крильчатка; 2 – крильчатка фазової маніпуляції, встановлена з можливістю повороту навколо осі – ліворуч-праворуч; 3 – корпус системи

Сьогодні у галузі каротажу в процесі буріння успішно працюють фірми Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Teleco, Eastman Cristensen (США), Sperry-Sun (Великобританія). Ці фірми в кінці 1980-х років розробили і використовують телесистеми MWD (measurement while drilling – вимірювання під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку, що дозволяють здійснювати оперативний контроль за траєкторією стовбура свердловин шляхом вимірювання інклінометричних і деяких технологічних параметрів.

Провідні світові фірми пропонують системи LWD (logging while drilling – реєстрація під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку з набором методів, які не поступаються системам каротажу на кабелі. Ці системи складаються з окремих модулів, кожен із яких має запам’ятовуючий пристрій (ЗП) у свердловинному модулі, що дозволяє запам'ятовувати свердловинні дані. Інформація про пласти передається в реальному часі по каналу зв'язку на поверхню. Широко використовуються системи з позитивним і негативним імпульсами.

Перспективною розробкою світових фірм є телеметричні системи, в яких вибір і корекція траєкторії стовбура свердловини відбувається на основі геологічних даних про пласт, отриманих у реальному часі. У таких системах вимірювальні датчики розташовуються поблизу від долота, на відміну від систем попереднього покоління, де датчики відстоять від долота на 9 – 30 м. Прикладом таких телесистем є MWD фірми Halliburton Strata Tracher – перший промисловий малогабаритний пристрій, що вимірює гамма-випромінювання з азимутним скануванням і відхилення на долоті, виконує динамічну і статичну інклінометрію та вимірювання швидкості обертання долота.

Фірма Baker Hughes розробила повну серію систем MWD як для контролю напрямку, так і для оцінки пласта, розрахованих на температуру 125 – 150 ºС і тиск 140 МПа.

Фірма Schlumberger також рекомендує новий пристрій Slim Access, що транспортується на трубах у повторно разбурювану свердловину діаметром 95 мм із різкими змінами напрямку стовбура величиною 40 градус / 30 м.

Електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку, що використовує колону бурильних труб в якості одного з проводів лінії передачі, за простотою конструкції глибинних і наземних пристроїв, пропускною здатністю є найперспективнішим при організації стійкого зв'язку «вибій–гирло» при турбінному і роторному бурінні свердловин.

Порівняно з гідравлічним електромагнітний канал зв'язку має наступні переваги:

– підвищена надійність деталей вибійних пристроїв, що контактують з абразивним потоком промивальної рідини;

– простота в керуванні та можливість зворотного зв'язку.

Електромагнітний канал зв'язку має і недоліки:

– обмеження дальності дії (через властивості геологічного розрізу);

– залежність від матеріалу бурильних труб;

– відсутність можливостей дослідження в морі і в соленосних відкладах;

– висока складність електронного керуючого блоку.

На рисунку 4.18 показана схема, яка пояснює принцип створення електромагнітного зв'язку. Сигнал надходить від джерела, розміщеного у вибійній телеметричній системі (ВТС) під діамагнітним розділювачем колони. Електромагнітне випромінювання передається через породи

до антени-заземлювача, а далі приймається системою обробки сигналу і комп'ютером.

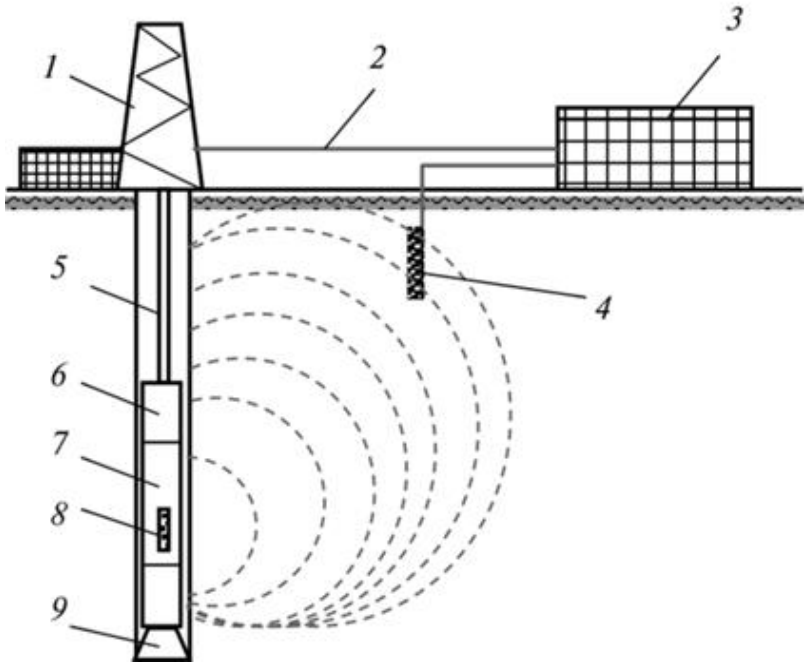


Рисунок 4.18 – Схема електромагнітного каналу зв'язку телеметричної системи

1 – бурова установка; 2 – кабель зв'язку; 3 – пульт управління з ПК; 4 – антена-заземлювач; 5 – бурильні труби; 6 – енергоблок компоновки; 7 – електронний блок компоновки; 8 – джерело електромагнітних хвиль; 9 – долото

Дротовий канал зв'язку має наступні переваги перед усіма відомими каналами зв'язку:

– максимально можлива інформативність;

– швидкодія;

– багатоканальність;

– стійкість;

– надійність зв'язку;

– відсутність вибійного джерела електричної енергії і потужного передавача;

– можливість двостороннього зв'язку;

– можливість подачі значної електричної потужності для привода вибійних механізмів (керованого відхилювача, навантажувача та ін.);

– можливість використання при роботі з продувкою повітрям і з використанням аерованої промивальної рідини;

– відсутність залежності від питомого опору гірських порід.

З розвитком таких бурових систем, як колтюбінг, що виключають застосування складових бурильних колон, актуальність дротових систем передачі інформації з вибою істотно зростає. У цьому випадку телеметрична система зазнає суттєвого спрощення, тому що з'являється можливість без всяких обмежень подавати до вибою енергію і отримувати стійкий і високоякісний зворотний сигнал по електричному або оптоволоконному кабелю, прокладеному всередині колони гнучких труб (безмуфтової гнучкої довгомірної металевої труби, колтюбінгової труби – КГТ).

Комбінований канал зв'язку – це поєднання різних за своєю фізичною сутністю каналів зв'язку свердловинного пристрою з наземною реєструючою та обробляючою апаратурою, що дозволяє у кожному конкретному випадку вибрати оптимальний варіант системи. Сьогодні найпоширенішою комбінацією є *гідравлічний* і *електромагнітний канали зв'язку*.

Тенденція розвитку каналів зв'язку спрямована на збільшення обсягу інформації, що передається в одиницю часу. Так, гідравлічний канал зв'язку з позитивним імпульсом тиску має межу в 4 біт / с.

Електромагнітний безкабельний канал і гідравлічний із негативним імпульсом тиску досягають рівня передачі даних у 10 біт / с.

Пристрої гідравлічного каналу зв'язку, що використовують позитивні і негативні імпульси тиску, витісняються більш перспективними роторними пульсаторами, частота передачі даних яких може бути доведена до 30 біт / с.

Однак є технологічні обмеження на використання гідравлічного каналу зв'язку, це аеровані промивальні рідини і нерозчинні засоби боротьби з поглинаннями.

Удосконаленим варіантом електромагнітного каналу зв'язку є установлення кабельної перемички 100 – 200 м між вибійною телесистемою і ретранслятором-розділювачем на бурильних трубах – так званий комбінований канал зв'язку. Це дозволяє знизити загасання сигналу і підвищити частоту передачі даних до 20 – 30 біт / с, а також обійти частково проблему з впливом низькоомних сольових прошарків порід.

Найбільш ємким каналом зв'язку є передача електромагнітного сигналу по додаткових трубах, встановлених й ізольованих в середині бурильних труб, а також по провідному каналу зв’язку з допомогою кабельних секцій або колтюбінгових труб.

У загальному випадку телеметричні системи здійснюють вимірювання первинної свердловинної інформації, її передачу по

каналу зв'язку «вибій–гирло», прийом наземним пристроєм, обробку та подання оператору результатів обробки.

Телесистеми мають такі основні частини: вибійну апаратуру; наземну апаратуру; канал зв'язку; технологічне оснащення (для електропровідної лінії зв'язку); антену і приналежності до неї (для електромагнітної лінії зв'язку); немагнітну ОБТ (для телесистем із первинними перетворювачами азимуту з використанням магнітометрів); вибійне джерело електричної енергії (для телесистем із бездротовим каналом зв'язку).

Вибійна частина телесистеми включає первинні перетворювачі вимірювальних параметрів, таких як:

– первинні перетворювачі (ПП) напрямку буріння;

– ПП геофізичних параметрів пристовбурної зони свердловини;

– ПП технологічних параметрів буріння.

До первинних перетворювачів напрямку буріння відносяться:

– ПП зенітного кута у точці вимірювання (θ);

– ПП азимута свердловини (α);

– ПП напрямку відхилювача (ω_o).

До *первинних перетворювачів геофізичних параметрів* (даних каротажу) можна віднести геофізичні зонди, що вимірюють ПО – позірний (уявний) опір гірських порід; ПС – спонтанну (мимовільну) поляризацію; гамма-каротаж (природного гамма випромінювання гірських порід); електромагнітний каротаж.

До *первинних перетворювачів технологічних параметрів буріння* можна віднести датчики, які вимірюють параметри процесу буріння: осьове навантаження на долото; реактивний або активний момент; частоту обертання долота; тиск у бурильній колоні і в затрубному просторі; інші параметри (за бажанням замовника), а також залежно від апаратурних можливостей телесистеми.

Дані від первинних перетворювачів через комутатор надходять на аналого-цифровий перетворювач (АЦП), потім через кодуючий пристрій (КП), підсилювач-передавач – у канал зв'язку. На поверхні закодована різними способами інформація розшифровується у зворотному порядку і надходить на системи відображення та обробки для прийняття рішень по технологічному режиму.

Завдання контролю і керування процесом буріння в автоматичному режимі успішно вирішує інформаційно-технологічний навігаційний буровий комплекс, що включає наземну апаратуру і датчики, наближені за допомогою телеметричної системи до вибою свердловини. До нього входять також пристрої збору інформації, її

перетворення, передачі і програмної обробки для прийняття оперативного рішення і виведення технологічних рекомендацій на пульт бурильника, а в автоматичному режимі – для виведення управляючих дій на приводи виконавчих пристроїв.

Геонавігаційний комплекс (рис. 4.19) містить встановлену в колоні бурильних труб *1* над вибійними двигуном *2* вибійну телеметричну систему *3* із джерелом живлення *4*, насос *5*, привод насоса *6*.

Насос *5* з'єднаний з приймальною ємністю *7*, в якій встановлений датчик рівня промивальної рідини *8*. У нагнітальній лінії *9* насоса *5* встановлені датчики тиску *10*, витрати *11*, густини *12*, наявності газових включень *13*. У нагнітальній лінії *9* також встановлений управляючий клапан *14*. До антени *15* підключено приймальний пристрій *1*6, вихід із якого підключений до входу комп'ютера *17*. До другого входу комп'ютера *17* підключений перетворювальний комплекс *18*.

Лебідка *19* містить привод лебідки *20*. На лебідці *19* встановлений датчик довжини колони бурильних труб *21*. Індикатор ваги на гаку *22* встановлений на тросі *23*. Колона бурильних труб *1* проходить через ротор *24*, що містить привод ротора *25* для орієнтування відхиляючої компоновки *26*.

У верхній частині колони бурильних труб *1* встановлений превентор *27*, привод превентора *28*. У затрубному просторі колони бурильних труб *1* встановлений газоаналізатор *29*, датчик осьового навантаження *30* і датчик крутного моменту *31*, датчик обертів гідротурбіни *32*. Передавальний модуль *33* і блок інклінометрії *34* встановлені у корпусі вибійної телеметричної системи *3*. До виходів комп'ютера *17* підключені монітор *35*, принтер *36*, а через блок сполучення *37* пульт бурильника *38*, модем *39*. Модем *39* з'єднаний по лінії телефонного зв'язку через модем віддаленого комп'ютера *40* з віддаленим комп'ютером *41*. Вихід комп'ютера *17* підключений до блоку управління *42*, до якого, у свою чергу, підключені привод насоса *6*, привод лебідки *20*, привод ротора *25*, привод превентора *28* і керований клапан *14*. Можлива установка над джерелом живлення *4* знімного модуля пульсатора *43* для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку.

Комп'ютер *17* містить програмне забезпечення інформаційно-технологічного комплексу, яке включає: операційну систему, програму обробки інформації, програму вироблення технічних рішень, програму керування.

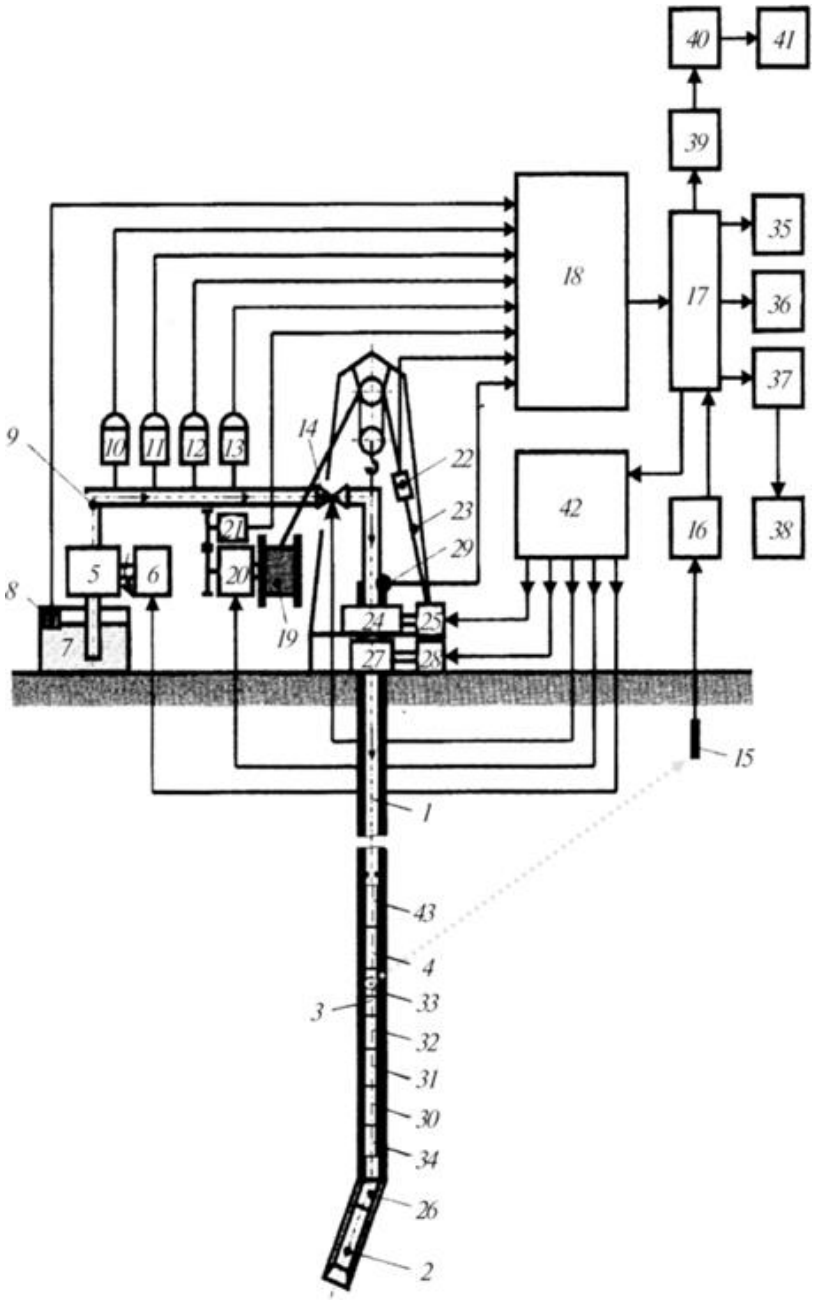


Рисунок 4.19 – Інформаційно-технологічний навігаційний комплекс

1 – колона бурильних труб; 2 – вибійний двигун; 3 – вибійна телеметрична система; 4 – джерело живлення; 5 – насос; 6 – привод насоса; 7 – приймальна ємність; 8 – датчик рівня промивальної рідини; 9 – нагнітальна лінія; 10 – датчик тиску; 11 – датчик витрати; 12 – датчик густини; 13 – датчик наявності газових включень; 14 – управляючий клапан; 15 – антена; 16 – приймальний пристрій; 17 – комп'ютер; 18 – перетворювальний комплекс; 19 – лебідка; 20 – привод лебідки; 21 – датчик довжини колони бурильних труб; 22 – індикатор ваги; 23 – трос; 24 – ротор; 25 – привод ротора; 26 – відхиляюча компоновка; 27 – превентор;

28 – привод превентора; 29 – газоаналізатор; 30 – датчик осьового навантаження; 31 – датчик крутного моменту; 32 – датчик–тахометр гідротурбіни; 33 – передавальний модуль; 34 – блок інклінометрії; 35 – монітор; 36 – принтер; 37 – блок сполучення; 38 – пульт бурильника; 39 – модем; 40 – модем віддаленого комп'ютера; 41 – віддалений комп'ютер; 42 – блок управління; 43 – пульсатор

Перетворювальний комплекс *18* містить аналого-цифрові перетворювачі (по числу датчиків) АЦП 50 – АЦП 58, контролер, модем комплексу і блок живлення.

Пристрій працює наступним чином. При бурінні працює насос *5*, який по нагнітальній лінії *9* подає промивальну рідину до турбобура *2* і приводить його в дію. Інклінометричні параметри з блоку інклінометрії *34* і вибійні параметри з датчиків осьового навантаження *30* і крутного моменту *31* і обертів гідротурбіни *32* за допомогою передавального модуля *33* у вигляді електромагнітного сигналу подаються на антену *15* і далі у приймальний пристрій *16* і в комп'ютер *17*. Сигнали з наземних технологічних датчиків *8*, *10*, *11*, *12*, *13*, *21*, *22* подаються на вхід у перетворювальний комплекс *18* і далі на вхід у комп'ютер *17*, де перетворюються, обробляються і передаються одночасно на монітор *35* і пульт бурильника *38*, а за необхідності і на принтер *36*. На екрані монітора *35* інформація оперативно, якісно і наглядно доводиться до виконавця-геофізика, а на пульті бурильника *38* частина цієї інформації подається у цифровій і аналоговій формі, причому в аналоговій формі за допомогою світлодіодів, розміщених по кругу, подаються переважно інклінометричні дані.

Перетворювальний комплекс *18* перетворює показники з усіх наземних датчиків у сигнал, прийнятний для комп'ютера *17*. Давачі, встановлені в корпусі вибійної телеметричної системи, передають інформацію на поверхню через передавальний модуль *33* на антену *15*, приймальний пристрій *16* і далі у персональний комп'ютер *17*.

Програма обробки інформації від технологічних датчиків обробляє всю інформацію, отриману з датчиків для подання спочатку у цифровому вигляді, потім для візуалізації у формі таблиць, графіків і діаграм на екрані монітора *35* (рис. 4.19, 4.20) і, крім того, розраховує і видає дані, отримані шляхом математичних перетворень з заміряними параметрами, наприклад, відхилення від траєкторії. Програма вироблення технічних рішень здійснює складніші логічні і математичні перетворення інформації для вироблення рекомендацій з

управління процесом буріння. Програма керування безпосередньо подає сигнали на виконавчі органи систем управління – приводи насоса *6*, лебідки *20*, ротора 25, превентора *28*. Таким чином, комплекс забезпечує і повну автоматизацію процесу буріння. При цьому кожен з цих управляючих впливів може бути реалізований або окремо, або спільно у будь-якому поєднанні.

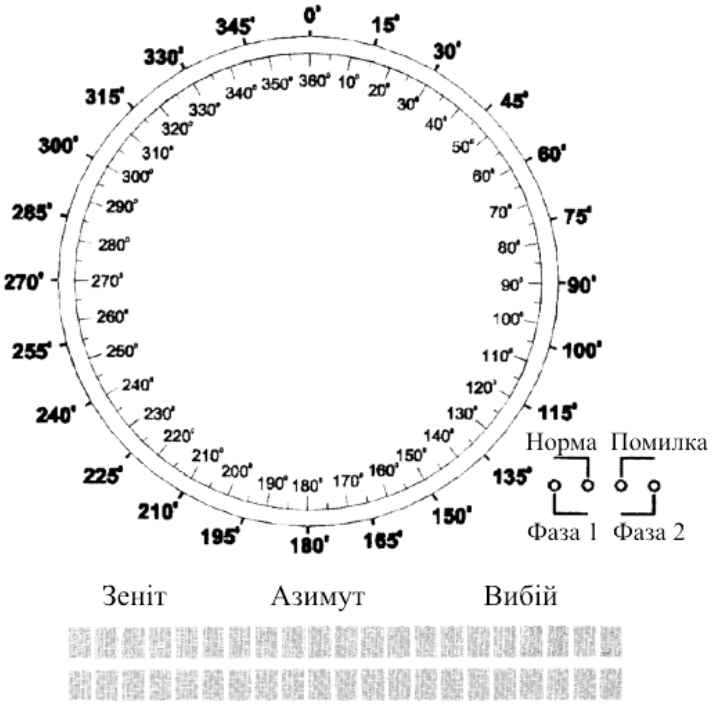


Рисунок 4.20 – Пульт бурильника

Можлива видача попереджуючих (звукових і світлових) сигналів при аварійній ситуації.

Пульсатор *43*, що створює гідравлічні пульсації промивальної рідини, забезпечує передачу інформації про інклінометричні і вибійні технологічні параметри по гідравлічному каналу зв'язку.

При цьому можна використовувати або один із двох каналів зв'язку, або гідравлічний і електроімпульсний канали зв'язку для дублювання одержуваної інформації, що істотно підвищує надійність системи.

Комплекс забезпечує також передачу інформації на віддалений комп'ютер *41*, щоб здійснювати контроль над бурінням не тільки на одній буровій, а й у масштабах куща свердловин або родовища.

Телеметрична система, що входить до складу геонавігаційного комплексу, призначена для визначення просторової орієнтації компоновки низу бурильної колони, а також вибійних параметрів, необхідних для оптимізації процесу буріння. Свердловинний пристрій телеметричної системи забезпечує орієнтацію відхилювача на вибої, а

також безперервну передачу й індикацію на поверхню азимута, зенітного кута свердловини у процесі турбінного буріння в геологічних середовищах, які не мають магнітних аномалій.

Телеметрична система інформаційно-навігаційного комплексу працює наступним чином. Потік промивної рідини приводить в дію турбіну генератора проточного типу, який генерує електроенергію, що живить електронний блок свердловинного пристрою. Інформація від датчиків перетворюється в кодову послідовність, яка передається залежно від умов буріння і наявності відповідних модулів по електромагнітному або гідравлічному каналах зв'язку. На поверхні сигнал приймається антеною, розташованою за 30 – 50 м від бурової, або датчиком-перетворювачем, встановленим у нагнітальній лінії насосів. У приймальному пристрої прийнятий сигнал декодується і вводиться в комп'ютер для обробки.

Свердловинна частина телеметричної системи має модульну конструкцію. Функціональні можливості телеметричної системи залежать від складу модулів, що входять до неї, які, в свою чергу, визначаються технологічною необхідністю.

Комплектації свердловинного пристрою забезпечують орієнтацію відхилювача на вибої, а також безперервну передачу й індикацію на поверхні азимута, зенітного кута стовбура свердловини у процесі турбінного буріння в геологічних середовищах, які не мають магнітних аномалій. Телеметричні системи використовують для передачі інформації – електромагнітний (вибійні телеметричні системи – ВТС) або гідравлічний (вибійні телеметричні системи гідравлічні – ВТСГ) канал зв'язку. Передача інформації по гідравлічному каналу зв'язку забезпечує працездатність системи в породах із високою провідністю, але має меншу швидкість передачі інформації. Вимірювання кутових параметрів також можливе без циркуляції промивальної рідини (в статиці), при цьому використовується батарейне живлення електронних компонентів ВТС.

Застосування телеметричних систем із електромагнітним і гідравлічним каналами зв'язку (ВТС/ВТСГ) дозволяє проводити вимірювання навігаційних і геофізичних параметрів у процесі буріння, в тому числі без циркуляції промивальної рідини, вести запис інформації при підйомі інструменту.

Вимірювані параметри ВТС:

– зенітний кут;

– азимутальний кут;

– положення відхилювача щодо апсідальної площини;

– каротаж опору (КО) (для ВТС із електромагнітним каналом зв'язку);

– каротаж спонтанної (мимовільної) поляризації (для ВТС із електромагнітним каналом зв'язку);

– віброкаротаж (ВК);

– частота обертання генератора;

– температура на вибої;

– потужність випромінювання.

Оновлення даних із вибою відбувається не частіше одного разу на 30 с.

Вибійні телеметричні системи *з електромагнітним каналом зв'язку* встановлюються над вибійними двигуном. Вони складаються з вибійної частини (пристрій електронний, генератор, подовжувач, електричний роздільник) і наземної апаратури (пульт бурильника, антена, приймальний пристрій, ПК).

ВТС і*з гідравлічним каналом зв'язку* включає вибійну частину (пристрій свердловинний, генератор, подовжувач, силовий корпус, пульсатор) і наземну апаратуру (датчик тиску на маніфольді, пульт бурильника, приймальний пристрій, ПК). Сигнал, прийнятий антеною на поверхні землі, а в разі гідроканалу – датчиком тиску на маніфольді, надходить на приймальний пристрій, де відбувається його підсилення, фільтрація і декодування. Потім інформація надходить на комп'ютер оператора і зберігається в пам'яті ПК.

ВТС і*з електромагнітним каналом зв'язку* виготовляється з немагнітної сталі аустенітного класу і сплаву Д16Т. Граничне значення інтенсивності викривлення стовбура свердловини за умовою прохідності ВТС становить 1 градус/м. У процесі буріння свердловинний пристрій вимірює навігаційні і геофізичні параметри і передає кодований електричний сигнал, що містить отриману інформацію, в навколишню породу.

У ВТС і*з гідроканалом* свердловинний пристрій проводить вимірювання і за допомогою пульсатора формує імпульси тиску, які поширюються у промивальній рідині, у буровому інструменті і приймаються датчиком тиску на маніфольді.

Телеметрична система *з гідроімпульсним каналом зв'язку* Power Pulse компанії Schlumberger призначена для каротажу у процесі буріння і передачі інформації з вибою на поверхню. Система дозволяє досягати швидкостей передачі сигналу з вибою на поверхню до 12 біт/с. Для ВТС компанії Schlumberger характерні високі швидкості передачі даних – як правило, від 0,5 до 15 біт/с.

Система характеризується наступними можливостями і параметрами:

– можливість програмування пристрою з поверхні для вибору необхідної швидкості передачі даних або зміни типу переданих даних;

– здійснення вимірювань, що визначають положення відхилювача щодо апсідальної площини[15], зенітний кут і азимут у стаціонарному положенні і режиму обертання колони;

– виконання гамма-каротажу, вимірювань вибійних величин навантаження на долото, крутного моменту і швидкості обертання, ступеня хаотичності обертання бурильної колони, ступеня вібрацій і ударного навантаження компоновки низу бурильної колони, здійснюваних за чотирма напрямками;

– система може комбінуватися з усіма VISION LWD (системи компанії Schlumberger) приладами і має автономне електроживлення;

– максимальна температура експлуатації 150 ºС; при високотемпературному виконанні 175 ºС;

– наявність конфігурацій для низької, середньої і високої витрати промивальної рідини.

Експлуатаційні характеристики систем різного типорозміру мають наступні параметри:

Power Pulse 950/900:

– максимальна інтенсивність: 6 град / 30 м при обертанні колони, 10 градус / 30 м у процесі похило-скерованого буріння вибійними двигунами;

– діапазон витрати промивальної рідини 1514 – 6057 л / хв;

Power Pulse 825:

– максимальна інтенсивність: 7 градус / 30 м при обертанні колони, 12 градус / 30 м у процесі похило-скерованого буріння вибійними двигунами;

– діапазон витрати промивальної рідини 1514 – 4542 л / хв;

Power Pulse 675:

– максимальна інтенсивність викривлення 8 градус / 30 м при обертанні колони, 16 градус / 30 м у процесі похило-скерованого буріння вибійними двигунами;

– діапазон витрати промивальної рідини 1041 – 3028 л / хв;

Дані вимірювань, що реєструються і передаються на поверхню системою mPulse, дозволяють безперервно скорочувати тривалість

[15] Вертикальна площина, що є дотичною до осі похилої свердловини в певній точці (ДСТУ 3640-97 Техніка і технологія.)

буріння і мінімізувати викривлення стовбура свердловини завдяки своєчасно прийнятим рішенням.

Системи mPulse мають такі технічні характеристики:

– здійснюються вимірювання в реальному часі для всіх основних видів буріння і передача даних у реальному часі зі швидкістю передачі сигналу 0,5 – 12 біт / с;

– здійснюється азимутальний гамма-каротаж, 10 вимірювань питомого електричного опору на різній глибині дослідження, вимірювання густини та пористості гірських порід у реальному часі, глибини проникнення промивальної рідини у колектор, проводиться кавернометрія у промивальних рідинах на водній основі;

– визначаються зенітний і азимутальний кути;

– є можливість програмування пристрою з поверхні для вибору необхідної швидкості передачі даних або заміни типу переданих даних;

– забезпечується автономне електроживлення вибійного обладнання.

Експлуатаційні характеристики системи mPulse мають наступні параметри:

– діаметр стовбура свердловини 146,1 – 171,5 мм;

– максимальна температура на вибої свердловини 175 ºС;

– максимальна інтенсивність 15 градус / 30 м при обертанні колони, 30 градус / 30 м при похило-скерованому бурінні вибійними двигунами;

– діапазон витрати промивальної рідини до 1514 л / хв;

– наявність конфігурацій від низької до високої витрати промивальної рідини;

– максимальний тиск 172 369 кПа.

Крім вищенаведених ВТС застосовуються телеметричні системи: з гідроімпульсним каналом зв'язку Slim Pulse; телеметрична MWD система з електромагнітним каналом зв'язку E-Pulse для промивальних рідин на водній і нафтовій основі, а також розчинів на синтетичній основі; системи Tele Scope, Peri Scope та ін.

Усі названі системи призначені для оцінки товщини прошарків і якості гірських порід і колектора в інтервалі буріння, що дозволяє керувати процесом буріння свердловини, оптимізуючи положення стовбура у просторі і забезпечуючи максимально точну його проводку.

Найбільш сучасними з пристроїв, що вирішують завдання геологічного забезпечення проводки стовбура свердловини, є

сімейство пристроїв Scope. Повний комплекс геофізичних вимірювань, переданих на поверхню з високою швидкістю, збільшення швидкості проходки, поліпшення стабільності стінок свердловин, якості стовбура і виносу шламу, оптимізація геологічної проводки свердловини дозволяють отримати максимум дебіту свердловини.

Сімейство пристроїв VISION призначене також для оцінки колекторських властивостей і отримання різних параметрів привибійної зони пласта. Це дозволяє виявити і оцінити потенціал продуктивних колекторів і виконати проводку свердловини у відповідності з геологічною метою.

У процесі буріння горизонтальних стовбурів компанією Schlumberger використовується система Geo Sphere – технологія картування колектора при бурінні. Ця система дозволяє проводити картування в масштабах колектора і виявляти детальну його будову.

На основі глибоких направлених електромагнітних вимірювань технологія Geo Sphere дозволяє картувати елементи залягання пластів і контакти флюїдів на відстані, що перевищує 30 м від стовбура свердловини.

Технологія Geo Sphere виконує точне картування покрівлі колектора. Детальна візуалізація колектора у реальному часі дає можливість здійснювати оптимальний вхід у пласт без втрат продуктивної довжини стовбура над колектором і забезпечити проводку горизонтальної ділянки без виходів із продуктивного інтервалу. Покращуючи контакт із колектором, технологія Geo Sphere збільшує потенціал видобутку і дозволяє уникнути ускладнень, пов'язаних із нестабільністю стовбура у породах.

Дистанційне картування меж колектора дозволяє оптимізувати вхід у пласт, знижуючи ризики, пов'язані з бурінням, і витрати на буріння пілотного стовбура.

Технологія Geo Sphere допомагає уточнити геологічну модель і поліпшити розуміння розташування меж колектора і контактів флюїдів у складних геологічних умовах. Дані, отримані із застосуванням технології Geo Sphere, інтегруються з сейсмічною моделлю і дозволяють коригувати профіль стовбура свердловини при бурінні для отримання стовбура з меншими просторовими інтенсивностями.

Дані, отримані в реальному часі, дозволяють проводити буріння в пласті з найкращою якістю, уникаючи незапланованих виходів за межі колектора. У СГС і свердловинах із великим зенітним кутом

дані, отримані за допомогою технології Geo Sphere, можуть бути використані для уточнення сейсмічної моделі і поліпшення прогнозу залягання пластів.

При промисловому бурінні, коли потрібно здійснити оптимальний вибір бурового інструменту, для оцінки міцності (тривкості) гірських порід використовують дані акустичного каротажу у поєднанні з іншими геофізичними методами, такими як гамма-каротаж і газовий каротаж.

Розроблена програма визначення міцності гірських порід за даними акустичного каротажу (RSA). За допомогою системи RSA можна визначити тривкість гірських порід із урахуванням природних умов їх залягання на глибині, тобто гірського тиску, зміцнюючого породу, а також ступінь анізотропії та умови залягання. Такий аналіз дозволяє оптимізувати процес буріння і забезпечити вибір більш ефективного інструменту, рекомендувати раціональні режимні параметри буріння і передбачити заходи щодо зниження природного викривлення свердловини.

Розглянемо телеметричну систему Directional System DRILL-TEK MWD-175-G/DR, яка використовується для геонавігації та геофізичного супроводу під час буріння свердловини (рис. 4.21, табл. 4.4).



Рисунок 4.21 – Телеметрична система Directional System DRILL-TEK MWD-175 (НТП «Бурова техніка», Полтава)

Таблиця 4.4 – Телеметрична система Directional System Drill-Tek MWD-175

Основні технічні характеристики	**Значення**	
Довжина	10,11 м – компоновка для орієнтування з гамма-модулем 8,8 м – компоновка для орієнтування без гамма-модуля	
Зовнішній діаметр модулів телеметричної системи	47,6 мм	1,875 in
Відстань від сенсора просторової орієнтації до низу телеметричної системи	4,48 м – компоновка для орієнтування з гамма-модулем 3,17 м – компоновка для орієнтування без гамма-модуля	
Джерело живлення	Термостійкі літієві елементи 27 В, тривалість роботи одного елемента живлення ≈ 400 год *(у складі компоновки MWD є два елементи живлення – основний і резервний)	
Тип передачі сигналу	Гідравлічний канал	
Програмування	На поверхні з можливістю зміни режимів роботи на вибої	
Можливість аварійного вилучення	60 мм – мінімальний прохідний діаметр	
Максимальна робоча температура	150 °C	302 °F
Максимальний тиск промивальної рідини	137,9 МПа	20 000 psi
Рекомендовані витрати промивальної рідини	0,30 – 0,63 м^3/хв (5,0 – 10,5 л/с), d= 3 ½" (88,9 мм) 0,38 – 1,14 м^3/хв (6,3 – 19 л/с), d= 4 ¾" (120,6 мм) 0,57 – 2,27 м^3/хв (9,5 – 37,8 л/с), d= 6 ½" (165,1 мм) 1,50 – 4,45 м^3/хв (25,0 – 74,2 л/с), d= 8 ¼" (214 мм)	
Перепад тиску при прокачуванні рідини густиною 1000 кг/м3	0,689 МПа при 25,5 л/с	100 psi при 1,52 м^3/хв
Максимальний вміст піску у промивальній рідині	0,5 %	
Похибка вимірювань		
Зенітний кут, градус	±0,1	
Азимутальний кут, градус	±0,15	
Кут встановлення відхилювача, градус	±0,5	
Рівень природного гамма-випромінювання, %	±7	
Температура, °C	±2,5	

Геонавігація та геофізичний супровід включають у себе наступний перелік технологічних даних:

– зенітний кут;
– азимутальний кут;
– положення відхилювача (TFO);
– природну радіоактивність навколишніх порід;
– температуру у свердловині.

До особливостей телеметричної системи Directional System DRILL-TEK MWD-175 належать:

– робота в немагнітних трубах зовнішнім діаметром 89 – 203 мм;
– аварійне вилучення;
– реєстрація гамма-даних у режимі реального часу;
– швидке налаштування та програмування на буровому майданчику.

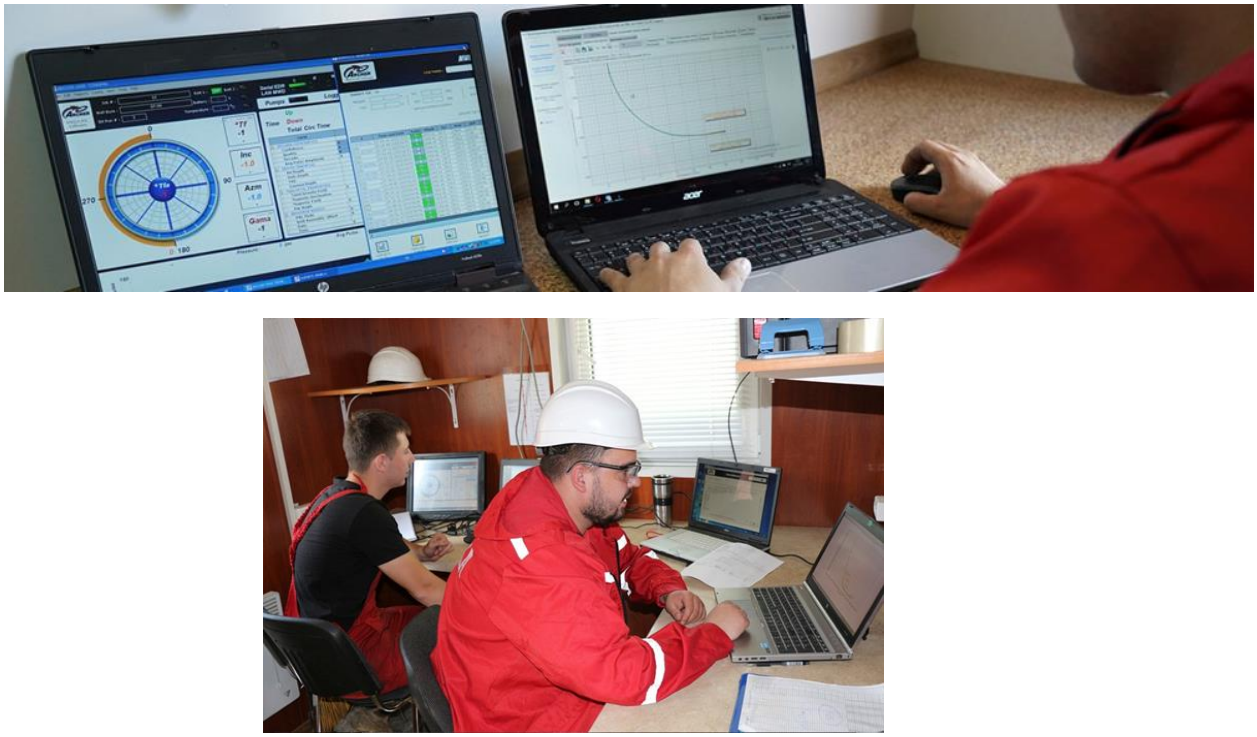


Рисунок 4.22 – Процес контролю вибійних параметрів та керування при бурінні горизонтальної свердловини з горизонтальним стовбуром із застосуванням телеметричної системи Directional System Drill-Tek MWD-175 (НТБ «Бурова техніка, Полтава)

4.5. Роторні керовані системи

Зростання обсягів буріння свердловин із горизонтальним і похило-скерованим стовбуром, у тому числі у складних гірничо-геологічних умовах вимагає пошуку і впровадження нових техніко-технологічних засобів буріння.

Традиційне похило-скероване буріння нафтових і газових свердловин здійснювалось із використанням гідравлічних вибійних

двигунів у поєднанні з шарошковими долотами. Цей спосіб має недоліки, які можуть призвести до отримання стовбурів неправильної форми, обмежити довжину буріння, зменшити ймовірність точного попадання у продуктивні пласти. Вказані ситуації виникають через складність очищення стовбура свердловини, нагромадження шламу навколо нерухомої бурильної колони та її заклинювання. Надмірне тертя між стінками стовбура і бурильною колоною зменшує можливу довжину свердловини.

Сьогодні для проходки вертикальних, похилих і горизонтальних стовбурів активно застосовуються роторні керовані системи (РКС) – rotary steerable system (RSS)[16], в яких руйнування гірської породи здійснюється обертанням долота з бурильною колоною верхнім приводом бурової установки або ротором, а також відхилюючі системи, що поєднують застосування гвинтових вибійних двигунів і роторних керованих систем.

Роторні керовані системи включають спеціальні долота, оснащені полікристалічними алмазними різцями (ПАР). Застосування таких компоновок дозволяє постійно обертати колону бурильних труб під час скеровування та створює швидшу і контрольовану систему, яка здатна забезпечити гладкіший, чистіший і довший стовбур свердловини. Така технологія дозволяє заощадити час порівняно з традиційним бурінням, де у компоновці низу бурильної колони застосовуються шарошкові долота, а також провести складний профіль стовбура свердловини через задані проєктні точки.

Ці системи є найдосконалішими, а у поєднанні з системами телеметрії і геонавігації перетворилися у досконалі безпілотні засоби дистанційного керування напрямком стовбура свердловин, що буряться. Ці системи при високій точності (± 0,1º) і оперативності здатні здійснювати буріння свердловин будь-якої орієнтації у просторі протяжністю до 13 000 м безперервними рейсами, протяжність яких може становити більше 1 000 м. *Сучасна відхилююча система* – це безпілотний електронно-механічний агрегат, керований дистанційно.

Недоліками роторного керованого способу буріння є підвищені вимоги до технічного і технологічного оснащення процесу буріння свердловини, а також надмірно висока вартість спеціального

[16] Перша відома заявка на патент від Крістофера Г. Кросса в 1873 році на «Буровий пристрій для буріння артезіанських свердловин» (https://pdfpiw.uspto.gov/.piw?Docid=00142992), а потім у 1884 році від братів Морріс і Кларенса Бейкерів на «Машину для буріння свердловин» (https://pdfpiw.uspto.gov/.piw?Docid=00292888)

обладнання та його сервісного обслуговування, що веде до істотного здорожчання бурових робіт.

На рисунку 4.23 наведена блок-схема сучасної вибійної відхилюючої системи типу РКС.

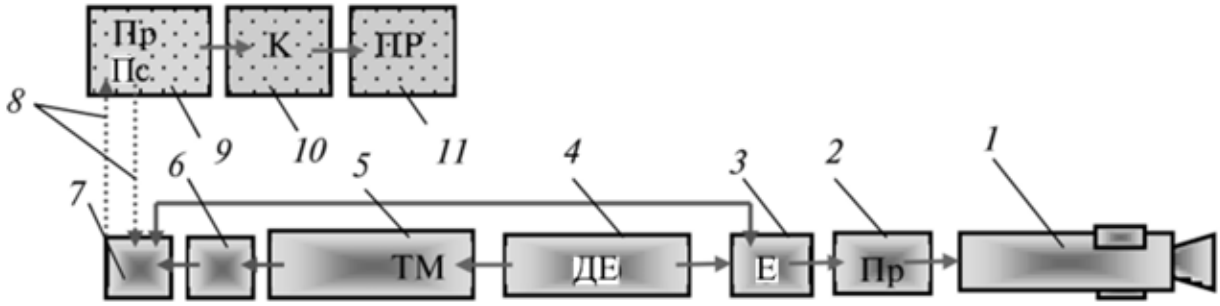


Рисунок 4.23 – Блок-схема вибійної відхиляючої системи

1 – механізм викривлення; 2 – привод механізму викривлення; 3 – електронний блок управління приводом механізму викривлення; 4 – джерело електроенергії (гідротурбіна або акумуляторні батареї); 5 – телеметрія; 6 – електронний блок телеметрії; 7 – блок передачі і прийому інформації, що передається з поверхні до вибійної системи; 8 – канал зв'язку (гідроімпульсний, електромагнітний); 9 – приймальний пристрій і підсилювач сигналу; 10 – комп'ютер; 11 – прилад для візуального контролю процесу буріння на буровій

Відхиляючі системи типу РКС мають автономне джерело живлення *4*. Такі системи керуються з поверхні оператором через комп'ютер *10*, який формує сигнал, що передається через промивальну рідину або за допомогою електромагнітного випромінювання *8* до вибійної компоновки. У вибійній компоновці за допомогою електронного блока *3* і системи привода *2* відхиляючого механізму *1* проводиться орієнтована у заданому напрямку зміна напрямку стовбура свердловини. У той же час вбудована система телеметрії *5* веде постійний моніторинг кутових параметрів стовбура свердловини, що буриться, і за допомогою електронного блока *6* і системи перетворення сигналу *7* передає інформацію на поверхню у блок приймання та підсилення сигналу *9*, а далі в комп’ютер *10* і на прилад для візуального контролю процесу буріння на буровій *11* до оператора. У результаті такої взаємодії формується нове завдання для коригування напряму стовбура свердловини, який реалізується з високою точністю.

Ефективність РКС визначається наступними чинниками:

– поліпшується винос шламу, так як РКС не створює звужених інтервалів стовбура свердловини;

– підвищується швидкість проходки, оскільки ефективний винос шламу перешкоджає його осадженню, що позитивно впливає на процес руйнування породи;

– підвищується швидкість буріння і довжина горизонтального стовбура внаслідок зниження сили тертя між колоною і стінкою свердловини внаслідок обертання усієї колони;

– скорочується ризик механічного і диференційного прихоплень, оскільки немає нерухомих елементів РКС, що контактують із обсадною колоною, відхилювачем або стінкою свердловини.

Системи РКС дозволяють бурити пологі свердловини і СГС із плавним профілем через відсутність перегинів стовбура (звичних при використанні вибійних двигунів) із більшою довжиною внаслідок зниження сил тертя і кращого очищенням стовбура від шламу. Більш висока проходка з постійним обертанням бурильної колони запобігає прихопленням бурильного інструменту, скорочує тривалість очищення стовбура від вибуреної породи і дає ряд додаткових переваг щодо якості розкриття продуктивного горизонту. Застосування РКС дозволяє бурити протяжні (більше 10 км) горизонтальні стовбури, так як буріння з обертанням бурильної колони знижує імовірність зашламування колони і забезпечує вищу здатність до проштовхування колони по горизонтальному стовбуру.

Розрізняють два види РКС із відхиленням долота (*puch-the-bit*) і зі зміною напрямку перекосу долота (*point-the-bit*).

Перший варіант РКС із відхиленням долота припускає набір кривизни фрезеруванням стінки свердловини під дією відхиляючого зусилля, другий – асиметричного руйнування вибою свердловини. В системі з відхиленням долота відхиляюча сила на долоті $P_{\text{від}}$ з'являється в результаті висунення лопатей *2*, які тиснуть на стінку свердловини з зусиллям $P_{\text{р}}$ (рис. 4.24, 4.25).

Привод лопатей *1* (рис. 4.25) гідравлічний, здійснюється внаслідок послідовної подачі промивальної рідини у відповідні гідрокамери. Для збільшення кута відхилення кожна лопать *1*, провертаючись і перебуваючи на нижній стінці горизонтального стовбура свердловини, натискає на неї, а для зменшення кута – на верхню стінку горизонтального стовбура. Команди, що надходять телеметрією по гідроімпульсному і електромагнітному каналах зв'язку, визначають тривалість та інтенсивність спрацьовування лопатей *1*.

Блок керування *3*, розташований над блоком відхилення *5*, приводить в дію поворотну заслінку *6*, яка закриває або відкриває

канал для подачі промивальної рідини в камери з лопатками *1* у відповідності з поворотом бурильної колони. Система синхронно змінює інтервал впливу і зусилля, з яким лопатка *1* впливає на стінку

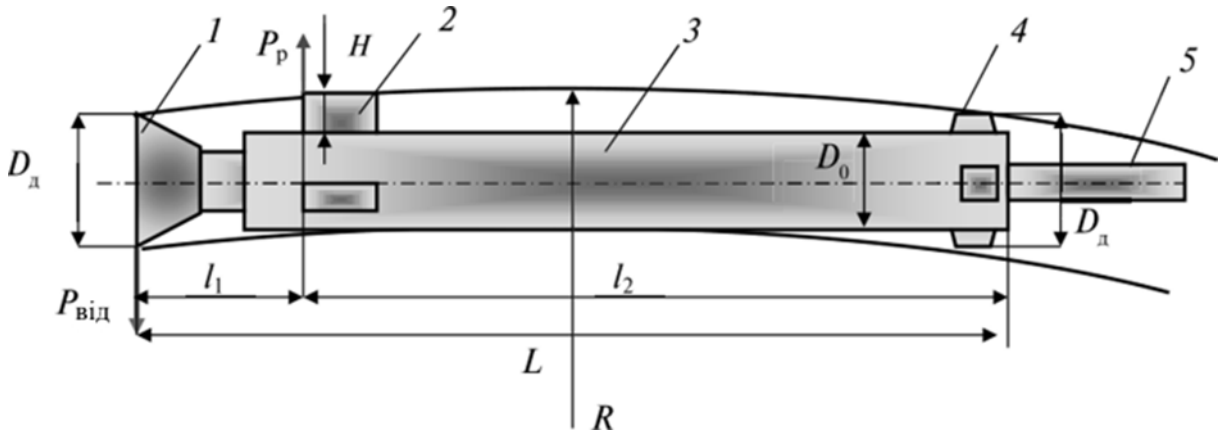


Рисунок 4.24 – Схема для обчислення радіусу викривлення РКС із радіальним зміщенням долота

1 – долото; 2 – висувні лопаті; 3 – корпус; 4 – верхній стабілізатор; 5 – труба; $D_д$ – діаметр долота; H – вихід лопаті з корпусу; $D_о$ – діаметр корпусу; $D_ц$ – діаметр стабілізатора

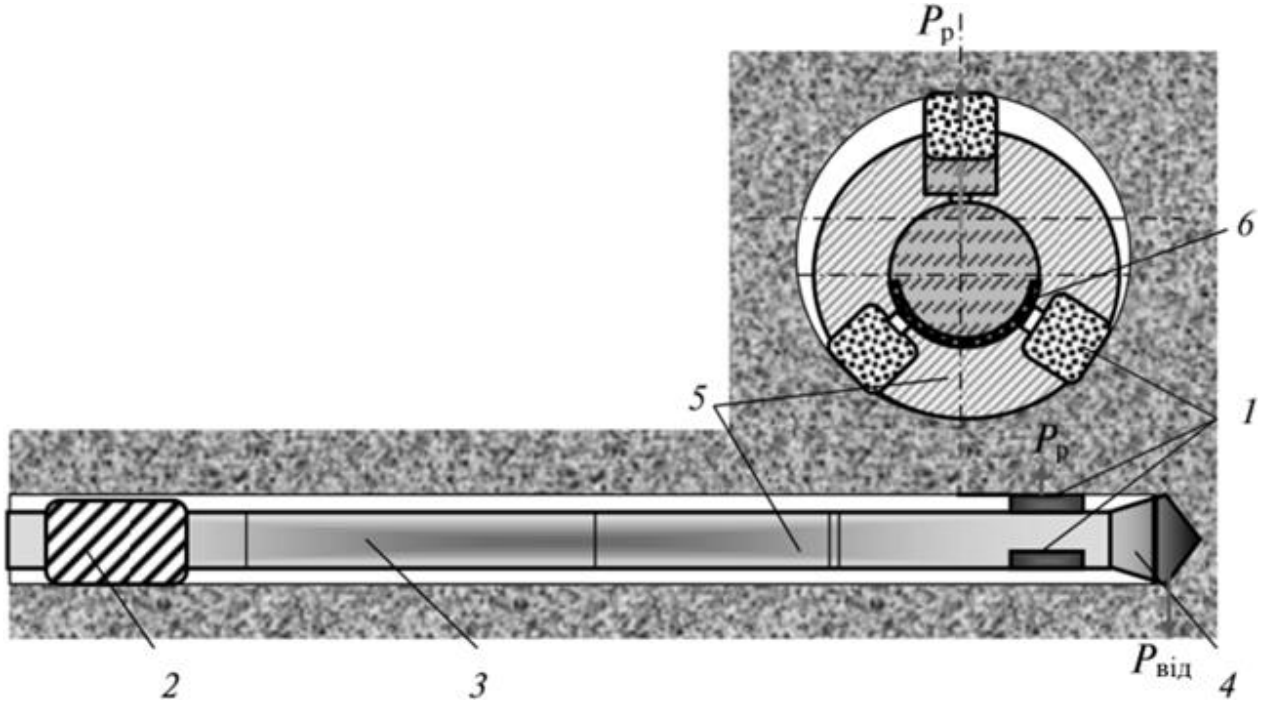


Рисунок 4.25 – Схема роторної керованої системи з відхиленням долота у свердловині з горизонтальним стовбуром

1 – висувні лопаті; 2 – стабілізатор; 3 – блок керування; 4 – долото; 5 – блок відхилення; 6 – заслінка

свердловини, тим самим спрямовуючи долото *4* в потрібному напрямку. Долото *4* забезпечує відхилення стовбура фрезеруванням стінки свердловини бічним озброєнням. Таким чином, значна роль у процесі викривлення стовбура свердловини цим типом РКС відводиться долоту, яке має відповідати певним вимогам.

Згідно зі схемою на рисунку 4.24 радіус кривизни стовбура свердловини, що реалізується РКС із радіальним зміщенням долота, обчислюють за формулою:

$$R = \frac{0{,}5 \cdot l_1 \cdot l_2}{h}, \tag{4.1}$$

де $h = H - \left(R_{\text{д}} - R_{\text{о}}\right) + \frac{l_1\left(R_{\text{д}} - R_{\text{ц}}\right)}{L}$

Інтенсивність викривлення, що реалізується відхилювачами безперервної дії (ВБД), може визначатися залежністю:

$$i_{\text{ф}} = \frac{57{,}3 \cdot v_{\text{ф}}}{v_{\text{б}} \cdot L_{\text{ж}}} \tag{4.2}$$

де $v_{\text{ф}}$, $v_{\text{б}}$ – швидкості фрезерування стінки свердловини під дією відхилюючого зусилля і поглиблення вибою, м / год;

$L_{\text{ж}}$ – довжина жорсткої бази відхилювача, м.

Формула (4.1) отримана з умови вписування відхилювача у викривлений стовбур свердловини без деформування корпусу. Тому за формулою (4.1) можна визначити мінімальне значення радіуса кривизни і, відповідно, мінімальне значення інтенсивності викривлення стовбура при заданих значеннях параметрів. У процесі фрезерування стінки свердловини значну роль відіграє фрезерувальна здатність долота під дією відхиляючого зусилля $P_{\text{від}}$. У цьому випадку інтенсивність викривлення обчислюють за формулою (4.2). Радіус кривизни, обчислений за формулою (4.1), може бути отриманий тільки за певних швидкостей буріння і фрезерування стінки свердловини.

Відхиляюча сила, що діє у напрямку фрезерування РКС, залежить від кількості і тиску промивальної рідини у дросельно-циркуляційній системі відхилювача і може визначатися за формулою:

$$P_{\text{від}} = \frac{P_{\text{р}} \cdot l_2}{2L} = \frac{P_{\text{п.р}} \cdot S_{\text{л}} \cdot l_2}{2L}, \tag{4.3}$$

де $P_{\text{п.р}}$ – тиск промивної рідини у гідрокамері над висувною лопаттю, МПа;

$S_{\text{л}}$ – площа висувної лопаті з боку гідрокамери, м^2;

L – довжина РКС, м;

l_2 – відстань від висувної лопаті до стабілізатора відхилювача, м.

Розрахунки за формулою (4.1) для РКС з $R_д$ = 147,65 мм, $R_о$ = 122 мм, $R_ц$ = 140 мм, l_1 = 0,7 м, l_2 = 2,5 м дозволяють визначити значення радіусів кривизни, які змінюються від 152 до 350 м при висуненні лопаті на відстань H = 30 – 26,75 мм.

На рисунку 4.26 показана компоновка РКС Power Drive vortex компанії Schlumberger підвищеної потужності для реалізації інтенсивного викривлення стовбура свердловин. В системі використовується гвинтовий вибійний двигун (ГВД) із системою ротор-статор 7×8, який реалізує крутний момент 24,4 кН·м при витраті промивальної рідини 77 л/с. У відхилювачі використовується адаптований до високої температури еластомір, що дозволяє використовувати його при вибійній температурі до 150 ºС. Автоматизована система керування цими РКС реалізує функцію «круїз-контроль» за зенітним і азимутальним кутом, є можливість проробки стовбура свердловини.

Розміри долота для цієї системи 279,4 – 120,7 мм, довжина компоновки 15,42 м.

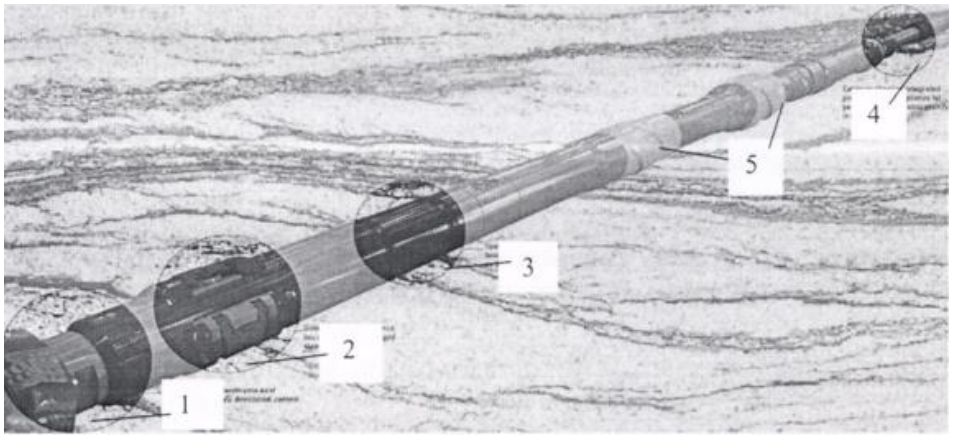


Рисунок 4.26 – Система РКС Power Drive vortex із відхиленням долота

1 – долото з системою контролю розташування вибою; 2 – висувні лопатки; 3 – енергетичний блок і електронний блок керування; 4 – гнучка ОБТ; 5 – стабілізатори

На рисунку 4.27 показана роторно-керована система з відхиленням долота (*puch-the-bit*) перед спуском у свердловину.

Роторні керовані системи Power Drive X5 компанії Schlumberger забезпечують буріння обертальною роторною системою для здійснення похило-спрямованого буріння і проходки прямолінійних стовбурів. При цьому конструкції РКС мають можливість одержання даних у режимі реального часу при використанні їх разом із телеметричними системами Power Pulse і Power Scope.



Роторні керовані системи Power Drive X5 дозволяють проводити у процесі буріння:

– вимірювання зенітного і азимутального кутів у безпосередній близькості від долота;

– вимірювання рівня вібрації й ударного навантаження КНБК;

– вимірювання швидкості обертання долота;

– вимірювання гамма-випромінювання;

– автоматично підтримувати зенітний кут.

Рисунок 4.27 – Роторна керована система перед спуском у свердловину

У таблиці 4.5 наведені основні характеристики РКС Power Drive X5.

Система відхилення долота від осі обертання у заданому напрямку під назвою Bias Unit складається з корпусу, системи відхиляючих лопатей, керуючого клапана і фільтра, розташованого у подовженому перехіднику. Висувні лопаті *2* (рис. 4.26) по черзі відхиляються у певний момент тиском промивальної рідини. Клапан, що керує роботою висувних лопатей *2*, і фільтр, призначений для очищення промивальної рідини, розташовуються над лопатями *2* в корпусі.

Буріння свердловин складної просторової орієнтації потребує попередніх обчислень, проєктування траєкторій стовбурів свердловин і використання сучасної техніки та новітніх технологій. Сьогодні понад 20 % світового обсягу похило-скерованого буріння здійснюється за допомогою роторних керованих систем.

Застосування РКС (Power Drive) забезпечує підвищення швидкості буріння, зниження звивистості, крутильних і осьових навантажень, а також явища підклинювання-провертання (Stick&S1ip) порівняно з похило-скерованим бурінням із використанням гвинтових вибійних двигунів (ГВД). При використанні РКС забезпечується можливість буріння довших інтервалів із рівномірним діаметром стовбура, що полегшує спуск обсадних колон. У світі поширені РКС таких провідних компаній, як «Schlumberger» (рис. 4.28), «Weatherford», «Cinemax».

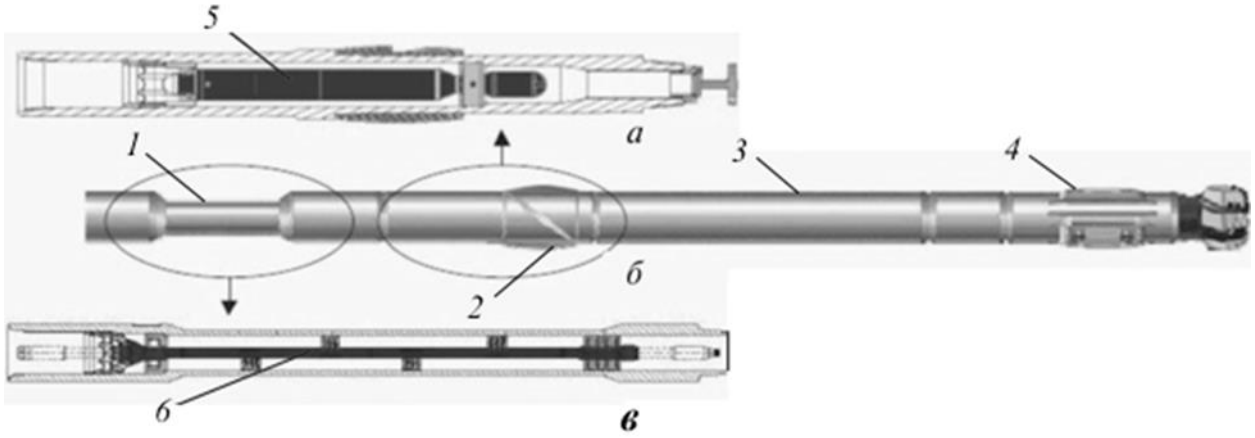


Рисунок 4.28 – Загальний (схематичний) вигляд РКС, Power Drive компанії «Schlumberger»

а – приймач даних у реальному часі; б – компоновка РКС у зборі; в – гнучка ОБТ із каналом для передачі даних у реальному часі; 1 – гнучка ОБТ; 2 – калібратор; 3 – модуль системи керування; 4 – відхиляючий модуль; 5 – приймач даних; 6 – гнучка ОБТ у розрізі

Таблиця 4.5 – Параметри РКС Power Drive X5

Параметри системи	Типорозмір РКС Power Drive X5				
	475	675	825	900	1100
Діаметр, мм	146,1; 165,1	215,9 – 250,8	254	311,2 – 374,4	406,4 – 660,4
Довжина компоновки, м	4,56	4,11	4,45	4,45	4,6
Відстань до калібратора (точка контакту), м	3,05	3,11	4,02	3,65	3,69
Максимальна інтенсивність викривлення, град / 30 м	8	6,5	6	3	3
Витрата промивальної рідини, л / хв	813 – 1514	813 – 1514	1817 – 7192	1817 – 7192	1817 – 7192
Максимальна частота обертання, $хв^{-1}$	250	220	220	200	200
Максимальний тиск, кПа	137 895				

Роторна керована система «Power Drive» компанії «Schlumberger» складається з таких основних елементів:

– гнучкого патрубка для зниження жорсткості компоновки низу бурильної колони (КНБК), можливості зміни параметрів траєкторії стовбура свердловини; зв’язку між РКС і телесистемою;

– калібратора, що є третьою точкою контакту зі стінкою свердловини і забезпечує контроль параметрів кривизни. Є три типи калібраторів: колонний, інтегрований і рукавного типу, що дає змогу варіювати положення і розміри для забезпечення необхідного компонування КНБК;

– розташованого безпосередньо над долотом відхиляючого (наддолотного) модуля, призначеного для перетворення гідравлічної енергії промивальної рідини на механічну енергію, необхідну для буріння стовбура свердловини згідно з проєктною траєкторією

– модуля системи керування – комплекту геостаціонарної електроніки, що складається з електронних давачів (антен) усередині немагнітних обважнених бурильних труб (НОБТ). Основне призначення модуля – контроль за розташованим нижче відхиляючим (наддолотним) модулем (рис. 4.29).

До нового покоління РКС належить система «Revolution» компанії «Weatherford». За допомогою цієї системи ефективно контролюють викривлення стовбура, при цьому забезпечується плавність його вигину, зменшується жолобоутворення. Основна перевага цієї конструкції полягає у тому, що в системі є статичний (нерухомий) центратор, довжиною 1,3 м без внутрішніх рухомих деталей та елементів, які можуть бути перекриті частинками породи чи кольматантами. При бурінні інтервалів стабілізації через модуль електроніки задають значення зенітного кута і азимуту і РКС далі працює автономно, за потреби самостійно корегує траєкторію. Параметри траєкторії стовбура свердловини оновлюються кожні 10 с, що унеможливлює виникнення значних уступів на стінках свердловини. Технічну характеристику системи наведено в таблиці 4.6.

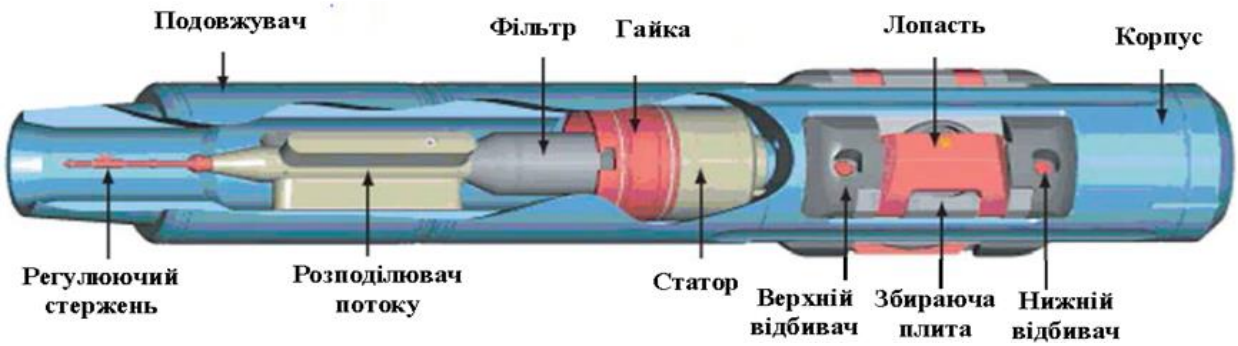


Рисунок 4.29 – Схема механічної частини відхиляючого (наддолотного) модуля РКС «Power Drive» компанії «Schlumberger»

До складу компоновки РКС «Revolution» входять п’ять основних елементів:

– відхилювач (нерухомий);
– немагнітні обважнені бурильні труби;
– модуль електроніки;
– акумулятор;
– наддолотний калібратор.

Таблиця 4.6 – Характеристика РКС «Revolution» компанії «Weatherford»

Характеристика РКС	120 мм	172 мм	210 мм
Діаметр долота, мм	149,23 – 171,45	212,73 – 250,83	269,88 – 463,55
Інтенсивність викривлення, °/30 м	0 – 10	0 – 10	0 – 7,5
Частота обертання, $с^{-1}$	0,83 – 4,16	0,83 – 4,16	0,83 – 4,16
Максимальна витрата насосів, $м^3/с$	0,022	0,047	0,094
Максимальне навантаження на долото, кН	113	227	430
Максимальний тиск, МПа	173	173	173
Максимальна температура, °С	175	175	175
Максимальне навантаження на розтяг, кН	1134,0	1588,0	3176,0

При бурінні інтервалів стабілізації РКС працює в нейтральному положенні, за якого вал розташований по центру пристрою (рис. 4.30).

Для набирання траєкторії гідропоршні відхиляють вал від центральної осі, тим самим відхиляючи вісь обертання долота у протилежному напрямку (рис. 4.31).

РКС, які використовують для керування напрямку долота (*point-the-bit*), запобігають проблемам, що виникають при відхиленні долота вибійними двигунами (*puch-the-bit*). У РКС не використовують режим «слайдингу» для контролю напрямку стовбура свердловини, а постійно обертають долото за заданою траєкторією. Обертання усієї бурильної колони запобігає прихопленню і спіральному скручуванню труб, забезпечуючи передання необхідного навантаження на долото

для оптимізації швидкості проходження, економії часу і вартості робіт.

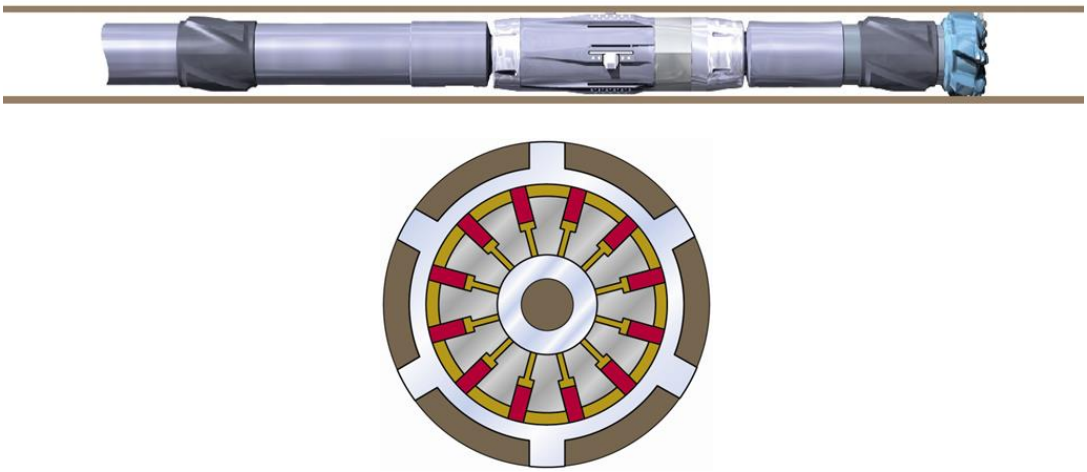


Рисунок 4.30 – Схема РКС «Revolution» при бурінні інтервалів стабілізації

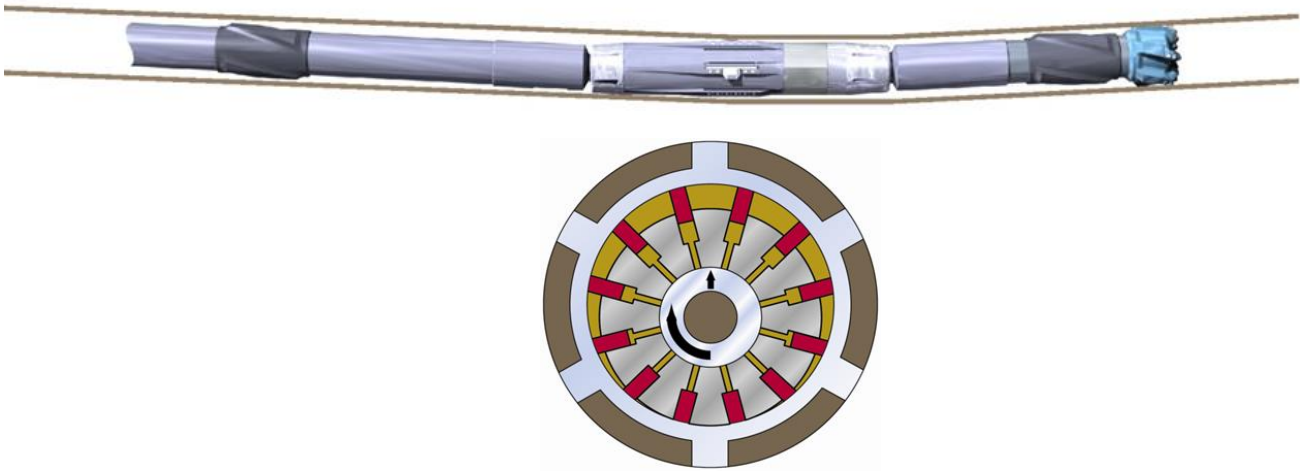


Рисунок 4.31 – Схема РКС «Revolution» при бурінні інтервалів набору кривизни

Останніми роками при бурінні застосовуються КНБК із системою LWD геофізичних досліджень свердловин (ГДС), які відіграють значну роль у детальній оцінці пласта, особливо при бурінні складних за профілем свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами. Один із таких пристроїв розміщений безпосередньо над системою РКС і є комбінацією сучасної системи телеметрії і ГДС, забезпечуючи гамма-каротаж і визначення питомого опору оточуючих порід (рис. 4.32).

При застосуванні РКС із комплексом LWD отримують якісні азимутальні геофізичні дані про пласт завдяки незмінності діаметра стовбура, що забезпечується внаслідок використання системи РКС.

При цьому отримують високоякісні дані про гладкі і рівні стовбури, з гарантуванням проведення свердловини в центральній частині продуктивного горизонту. Це дає змогу геофізикам виконувати геонавігацію у пластах малої товщини.



Рисунок 4.32 – Схема сучасної системи телеметрії та ГДС при бурінні

Як наслідок еволюції РКС з'явилися моторизовані роторні керовані системи. Технологією передбачається встановлення гвинтових вибійних двигунів (ГВД) у РКС для пришвидшення обертання долота при збереженні точного контролю траєкторії стовбура свердловини.

Роторна керована система з силовим приводом – це високоефективна система з повністю інтегрованим силовим приводом у вигляді високомоментного вибійного двигуна, що перетворює гідравлічну енергію промивальної рідини на механічну. Ця енергія у поєднанні з обертанням від верхнього привода бурової установки значно підвищує потужність, яка надходить на долото. Це, зокрема, уможливлює використання для буріння долота PDC. Інтегрована силова секція обертає долото зі швидкістю, за якої знижуються торсійні вібрації та інші їх види, характерні для традиційного роторного буріння.

РКС широко застосовують при бурінні вертикальних свердловин у складних гірничо-геологічних умовах на родовищах на початковій стадії їх розробки, коли дані про фізико-механічні властивості гірських порід ще невідомі.

Технологія роторно-керованого буріння ефективна для продуктивних горизонтів малої товщини і забезпечує виключно точний контроль траєкторії стовбура свердловини.

Недоліком системи РКС є те, що у деяких випадках використання долота з РКС може бути неможливе, крім того у разі неправильного вибору долота може знизитися швидкість проходки.

Ефективність РКС залежить від бурової установки, яка повинна забезпечити необхідну швидкість обертання. Малопотужні бурові установки не забезпечують швидкості, необхідної для максимальної ефективності РКС, зводячи до мінімуму її переваги. Моторизована РКС забезпечує високу швидкість обертання, але при збільшенні загальної вартості робіт.

Контрольні питання

1. Що являє собою система верхнього привода бурової установки?

2. Яке призначення системи верхнього привода?

3. З яких елементів складається рухома частина системи верхнього привода?

4. Яка головна особливість системи верхнього привода?

5. Які переваги мають системи верхнього привода?

6. Які функції виконують системи верхнього привода?

7. Що являють собою PDC долота?

8. Які конструктивні особливості мають PDC долота?

9. Які породоруйнуючі елементи застосовуються у PDC долотах?

10. Які переваги мають PDC долота?

11. Яке призначення гвинтових вибійних двигунів?

12. Назовіть основні елементи робочих органів гвинтових вибійних двигунів

13. До якого класу машин за принципом дії належать гвинтові вибійні двигуни?

14. Поясніть призначення і загальну будову телеметричної системи.

15. Назвіть види каналів зв'язку вибійних телеметричних систем (ВТС) з поверхнею.

16. У чому суть гідравлічного каналу зв'язку ВТС з пунктом управління?

17. У чому суть електромагнітного каналу зв'язку ВТС з пунктом управління?

18. У чому переваги гідравлічного і електромагнітного каналів зв'язку?

5. РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ НА РІВНОВАЗІ ПЛАСТОВОГО І ВИБІЙНОГО ТИСКІВ І ДЕПРЕСІЇ

5.1. Розкриття пластів на рівновазі[17]

Під час буріння глибоких свердловин (до 5 000 м і більше) продуктивні горизонти здебільшого розкривають із репресіями на пласти. У практиці буріння відомі негативні наслідки неякісного розкриття нафтогазоносних горизонтів із перевищенням гідростатичного тиску над пластовим, особливо на родовищах із АВПТ, де використовують обважнені промивальні рідини. Так, наприклад, при бурінні на розвідувальних площах Передкарпатського прогину – Рожнятів та ін. у ході розкриття нафтоносних пластів використовують обважнену промивальну рідину густиною 1 700 – 2 100 кг/м^3, при репресії на пласти 15–20 МПа. На цих свердловинах при сприятливій геофізичній характеристиці пластів-колекторів одержали дуже малі припливи нафти.

При великих репресіях на продуктивні пласти у процесі буріння свердловин відбувається повна або часткова втрата гідродинамічного зв'язку пластів із свердловиною. У таких свердловинах при випробуваннях на приплив мають місце невиявлені нафтогазоносні пласти і втрата потенційних робочих дебітів на тривалий час.

Особливої актуальності набуває збереження первинної (природної) проникності привибійної зони нафтогазоносних горизонтів при бурінні свердловин у некондиційних (низькопроникних) колекторах і при забурюванні нових горизонтальних стовбурів для відновлення свердловин на виснажених родовищах.

Останнім часом використовується технологія буріння свердловин із підтримуванням рівноваги між пластовим і вибійним тисками, тобто величина диференційного тиску приблизно дорівнює нулю. При застосуванні такої технології породи-колектори практично не забруднюються, а дебіт свердловини дорівнює максимально можливому. Крім того, при бурінні на рівновазі значно підвищуються швидкості проходки, збільшується термін роботи доліт, скорочуються витрати на промивальні рідини (немає потреби їх обважнювати), є можливість зменшення кількості обсадних колон.

[17] На основі роботи: О.М. Чорний ГПУ «Львівгазвидобування», Г.М. Левицька, І.М. Кузів Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу, Е.О. Чорний ІФНТУНГ. URL: http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/273/3/5205p.pdf

Відомо, що якість розкриття пластів можна покращити, знаючи закономірності розподілу пластових тисків у покладах. Завдяки регулюванню глибини установки підошви (опирача) проміжних колон у продуктивному розрізі можна регулювати величину репресії на пласти.

Обмеження величини репресії на пласти завдяки зменшенню густини промивальної рідини дозволяє підвищити ефективність геофізичних робіт і газового каротажу. При розкритті розрізу з великими репресіями на продуктивні пласти відбувається витіснення газу від стінок свердловини. У промивальну рідину потрапляє незначна частина газу, і на газокаротажній кривій фіксуються значення, які не перевищують фонових. При цьому пласти з добрими колекторськими властивостями будуть задавлені і заглинизовані, а малопористі пласти, з низькими фільтраційними властивостями, не будуть задавлені. Це призводить до підвищеного розгазування промивальної рідини і появи піків на газокаротажних діаграмах. Внаслідок дифузії газу у промивальну рідину низькопроникні пласти на діаграмах матимуть вигляд зон з підвищеною газоносністю.

Отже, найбільш раціональним є буріння «на балансовій рівновазі» між тиском флюїдів у порах і гідростатичним тиском промивальної рідини у свердловині. При бурінні на рівновазі, враховуючи досвід буріння свердловин у США, репресію на пласт підтримують в межах 0–2,5 МПа. При цьому важливо вчасно виявити момент входження в зону з аномально високим пластовим тиском (АВПТ) і правильно оцінити величину тиску. Існуючі технології дозволяють здійснювати контроль за пластовим тиском у процесі буріння свердловини і проводити її на мінімально необхідній густині промивальної рідини.

Умова рівноваги тисків має вигляд:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} + P_{\text{гкп}}, \qquad (5.1)$$

де $P_{\text{ст}}$ − гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини;
$P_{\text{гд}}$ − втрати тиску на подолання опорів під час руху промивальної рідини в кільцевому просторі стовбура свердловини;
$P_{\text{гкп}}$ − надлишковий тиск на гирлі кільцевого простору свердловини.

При забезпеченні безперервної якісної дегазації промивальної рідини і недопущенні насичення її нафтою, можна досягнути, що $P_{\text{гкп}} \approx 0$. Для цього при бурінні необхідно використовувати промивальну рідину з такими значеннями реологічних параметрів і режим промивання, при яких виконується умова:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}}. \quad (5.2)$$

Перед закінченням буріння певного інтервалу (перед вимкненням насосів) необхідно провести заміну промивальної рідини у свердловині на рідину більшої густини, яка зберігається в резервних ємностях. При цьому повинна виконуватися наступна умова:

$$P_{\text{пл}} \approx P_{\text{ст}}. \quad (5.3)$$

Таку заміну роблять для операцій, які не потребують промивання свердловини. Перед відновленням буріння проводять зворотну заміну промивальної рідин.

Запровадження технології буріння на рівновазі тисків можливе за умови:

− застосування спеціального вибійного та гирлового обладнання, що контролює процеси, які відбуваються у стовбурі свердловини, та унеможливлює викиди флюїду з неї під час буріння. До складу глибинного обладнання входять датчики, які безперервно передають інформацію на денну поверхню. До складу гирлового обладнання входять обертальні превентори високого тиску та штуцери, які автоматично змінюють розміри прохідного отвору, внаслідок чого підтримується постійний протитиск на виході промивальної рідини зі свердловини;

− застосування методів і засобів оперативного виявлення зон із аномально-високими пластовими тисками.

Є багато способів виявлення зон із аномально-високими тисками за опосередкованою інформацією, яка реєструється при бурінні: збільшення швидкості проходки, зменшення крутного моменту на роторі, підвищення навантаження на гаку вище розрахункового, збільшення рівня промивальної рідини у приймальних ємностях, зміна густини вибурюваної породи, наявність газу у промивальній рідині тощо. Першими ознаками розкриття пластів із АВПТ можуть бути зменшення питомого опору породи (за даними електричного каротажу) та збільшення часу проходження звукової хвилі (за даними акустичного каротажу).

Але зазначені методи не є оперативними, оскільки більшість із названих чинників проявляється лише після початку розкриття зон із АВПТ. У світовій практиці буріння проводяться дослідження, спрямовані на удосконалення пристроїв, які записують на вибої свердловини дані про роботу долота, параметри промивальної рідини та властивості гірських порід. Розроблено спеціальні види каротажів, які дають змогу прогнозувати зони з АВПТ безпосередньо під час буріння. До них належать: каротаж, що ґрунтується на залежності між густиною

порід і пластовим тиском; моментальний каротаж, під час якого використовують дані про вібрацію бурового інструменту; фіксація наявності газу на вибої у промивальній рідині за допомогою спеціального зонда.

Використання будь-якого з цих методів окремо не дає повної гарантії своєчасного виявлення зон із АВПТ, отримання достовірних результатів ґрунтується на їх комплексному застосуванні.

Для проєктування раціональної конструкції стовбура свердловини, який забезпечить її проведення без ускладнень до проєктної глибини, необхідно мати достовірні дані про значення порового тиску (пластового) і тиску гідророзриву пласта. Визначити градієнт тиску гідророзриву пласта можна на основі даних геофізичних досліджень. Ці дані необхідно також враховувати під час вибору густини промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта на рівновазі пластового і вибійного тисків.

Відомо, що градієнти тиску розриву пласта пов’язані з поровим (пластовим) тиском, літологією, віком порід, глибиною залягання пласта, а також напруженим станом гірських порід.

Практика буріння свердловин показує, що визначення нижньої межі густини промивальної рідини, виходячи з умов запобігання нафтогазопроявам, є необхідним, але недостатнім для уникнення ускладнень. Так, під час буріння дуже розущільнених глин, поровий тиск в яких близький до тиску гідророзриву пласта, навіть незначне збільшення густини промивальної рідини з метою запобігання викидів призводить до гідравлічного розриву пласта. Це спричиняє інтенсивне поглинання промивальної рідини з подальшим викидом. Верхню межу густини промивальної рідини обчислюють за формулою:

$$\rho_{\text{в}} = \frac{1}{gh}\left(P_{\text{пор}} + \frac{1}{1-\mu} \cdot G_{\text{сп}}\right), \qquad (5.4)$$

де $\rho_{\text{в}}$ – верхня межа густини промивальної рідини, кг/м^3;
g – прискорення вільного падіння, м/с^2;
h – глибина залягання підошви пласта, м;
$P_{\text{пор}}$ – поровий (пластовий) тиск, н/м^2;
μ – коефіцієнт Пуассона;
$G_{\text{сп}}$ – напруження скелету породи, Н·м^2.

$$G_{\text{сп}} = P_{\text{гір}} - P_{\text{пор}} \qquad (5.5)$$

де $P_{\text{гір}}$ – гірничий тиск порід, Н/м^2.

Для визначення гірничого тиску на основі проведених замірів побудовано графік його зміни з глибиною (рис. 5.1). Для побудови графіка використано залежність (5.5):

$$P_{\text{гір}} = g \int_o^H (H) dH, \qquad (5.6)$$

де $\rho_{\text{п}}(H)$ – об'ємна маса породи як функція її залягання.

Поровий тиск може бути визначений за даними зміни густини породи з глибиною або за даними геофізичних досліджень свердловин.

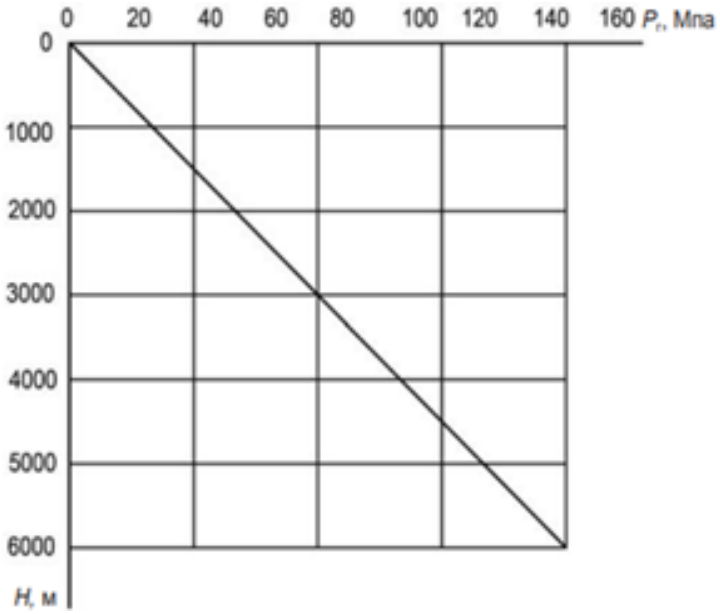


Рисунок 5.1 – Зміна геостатичного тиску з глибиною

Для швидкого визначення градієнта тиску розриву пласта можна використати побудовану на основі рівняння (5.4) номограму (рис. 5.2). На номограмі знаходять необхідну глибину і проводять горизонталь до перетину з лінією коефіцієнта аномальності порового тиску. Потім опускають перпендикуляр до абсциси, на якій знаходять значення градієнта тиску розриву пласта, що еквівалентно верхній межі густини промивальної рідини під час буріння у цьому інтервалі.

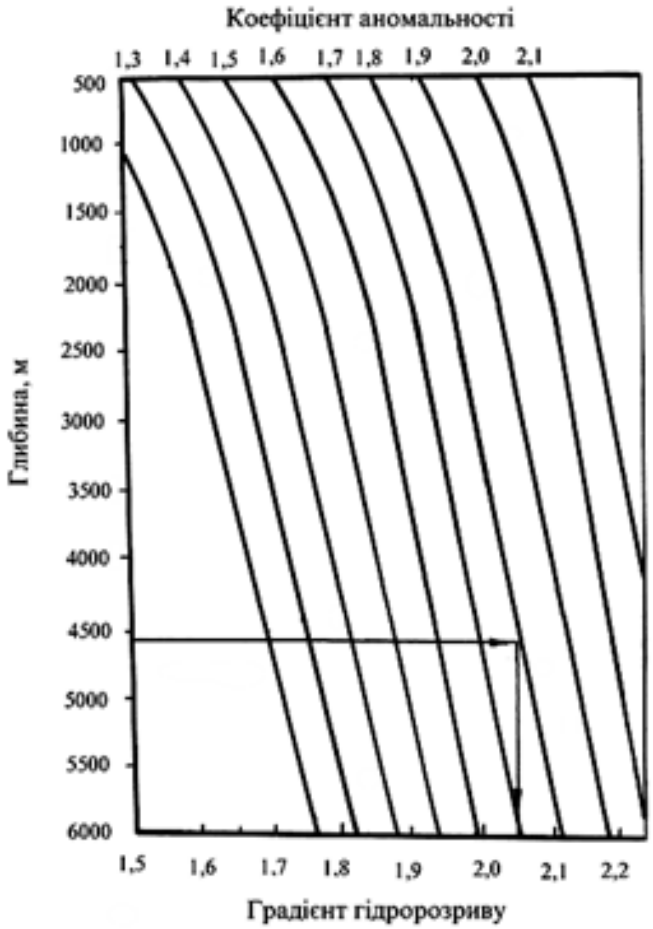
Достовірність результатів досліджень підтверджено шляхом аналізу ускладнень, які пов'язані з поглинанням промивальної рідини, що виникають найчастіше у ході розбурювання піщано-глинистих порід на родовищах Прикарпаття.

Величину градієнта тиску розриву пласта можна визначити із залежності його від градієнта порового тиску. На основі статистичної обробки даних геофізичних та інших досліджень для умов Передкарпатського прогину одержано залежність:

$$K_{\text{розр}} = 1{,}14 + 0{,}5K_{\text{пор}}. \qquad (5.7)$$

Градієнт порового тиску можна визначити за даними геофізичних досліджень.

Оперативно отримані дані про тиск гідророзриву пласта дозволяють регулювати густину промивальної рідини у визначених межах. Використання промивальних рідин завищеної густини призводить до ускладнень у процесі буріння свердловин.



Причиною низької якості розкриття продуктивних відкладів є відсутність даних із прогнозування зон АВПТ під час буріння свердловин.

Таким чином, для якісного розкриття продуктивних пластів необхідно бурити свердловини в оптимальних умовах, тобто на «рівновазі» пластового та вибійного тисків. Це досягається завдяки постійній оцінці та прогнозуванню порових (пластових) тисків і гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини у процесі проводки свердловини.

Рисунок 5.2 – Номограма для визначення градієнта тиску гідророзриву пласта

5.2. Буріння свердловин на депресії і репресії

Буріння свердловин на депресії (UBD) – це технологія буріння з негативним диференціальним тиском у системі свердловина–пласт, коли пластовий тиск перевищує тиск стовпа рідини у свердловині. При такій технології фільтрат промивальної рідини, рідина глушіння і т.п. не потрапляють у продуктивний пласт, що не призводить до погіршення колекторських властивостей пласта.

При створенні депресії на пласт у свердловину буде надходити пластовий флюїд (газ, нафта, вода) з різним дебітом. Дебіт флюїду

залежить від величини депресії і колекторських властивостей пласта. Зазвичай продуктивність пласта визначають в результаті проведення комплексних газогідродинамічних, гідрогеологічних і геофізичних досліджень після його розкриття і в закінченій бурінням свердловині.

Буріння свердловин на депресії дозволяє:

– мінімізувати забруднення пласта, у тому числі привибійної зони пласта (ПЗП);

– забезпечити одночасне підвищення коефіцієнта вилучення нафти (КВН) і припливу, у зв'язку з мінімізацією забруднення колекторів;

– збільшити показник проходки на долото і збільшити механічну швидкість буріння, у зв'язку зі зниженням пригнічуючого тиску на вибій свердловини;

– знизити негативний вплив промивальної рідини на колекторські властивості привибійної зони пласта.

Технологія буріння на депресії дозволяє ефективно підтримувати (регулювати) заданий диференційний тиск у системі свердловина–пласт, що знижує ймовірність поглинання промивальної рідини, флюїдопроявів, осипів, обвалів та інших ускладнень стовбура свердловини.

При використанні цієї технології застосовують такі промивальні рідини:

– рідину з низькою густиною (воду або нафту);

– аеровані рідини, газифіковані повітрям, азотом, природним газом або гази двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ).

При використанні технології буріння на депресії дебіт свердловини виростає в рази.

Ефективність цієї технології знижується внаслідок її високої вартості.

Буріння свердловин на депресії не завжди технологічно можливе.

Допустима депресія на стінки свердловини при бурінні не повинна перевищувати 10 – 15 % ефективних скелетних напружень (різниця між гірничим і поровим тиском порід).

При освоєнні свердловин допустима депресія визначається з умови забезпечення стійкості привибійної зони пласта і міцності цементного кільця за обсадною колоною.

Депресія в 10 – 15 % ефективних скелетних напружень мала, в інших випадках – велика або навіть неприпустимо велика. Наприклад, на виснажених родовищах (особливо газоконденсатних і газових), де падіння пластового тиску від початкового рівня доходить до 4 разів,

використання цієї технології можливе з урахуванням величини коефіцієнта аномального тиску пластів (k_a) залежно від глибини. Для k_a = 0,5 – 1,0 мінімальна глибина складе приблизно 1 км, для k_a = 1,5 – не менше 2,5 км, для k_a = 2,0 – більше 4 км.

Буріння свердловин на репресії

Сьогодні найбільш поширене буріння на репресії, коли тиск стовпа рідини у свердловині перевищує пластовий тиск. Розкриття пласта проводять при циркуляції промивальної рідини середньої густини 1 200 – 1 300 кГ/м^3.

Буріння на репресії ефективне на свердловинах незначної глибини і в нестійких породах.

Недоліком буріння на репресії є відносно швидке зниження дебіту свердловин. Протягом 20 років експлуатації свердловин продуктивність їх може знижуватися від 5 до 60 разів через швидке падіння проникності пласта, у тому числі його привибійної зони. Це є наслідком кольматації (закупорювання) породи-колектора при бурінні, незалежно від інструменту і типу бурового обладнання, що застосовується.

Контрольні питання

1. З якою метою використовується технологія буріння свердловин з підтримуванням рівноваги між пластовим та вибійним тисками?

2. Яка умова рівноваги тисків при бурінні на рівновазі?

3. Що розуміють під буріння свердловин на депресії?

4. Що розуміють під буріння свердловин на репресії?

6. ПРОМИВАЛЬНІ І СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ІЗ ЗАКІНЧУВАННЯ І РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

6.1. Вимоги до промивальних рідин при розкритті продуктивних пластів бічними стовбурами

Багаторічні дослідження дають підстави стверджувати, що основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідинам.

Технологія забурювання бічних стовбурів дозволяє залучити в розробку незадіяні ділянки пласта, а також важковидобувні запаси нафти і газу, видобуток яких раніше був неможливим.

Ефективність розкриття продуктивних пластів залежить від фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, геолого-фізичних характеристик покладів нафти і газу, технології розкриття пласта, властивостей промивальних рідин, часу контактування породи з промивальною рідиною.

У процесі буріння свердловин із горизонтальним стовбуром (зокрема об'єднаних у кущі, розгалужених свердловин) при забурюванні бічних стовбурів часто використовують кілька різновидів промивальних рідин із різними технологічними властивостями. Основне призначення промивальної рідини змінюється залежно від того, на якій ділянці здійснюється буріння. Для ділянки набору зенітного кута у першу чергу беруть до уваги очищення стовбура і стійкість стінок свердловини.

Питання очищення стовбура і стійкості стінок свердловини, а також забруднення продуктивного пласта важливі при бурінні горизонтальних ділянок. Промивальна рідина при бурінні горизонтальної ділянки повинна мати такі властивості, щоб звести до мінімуму забруднення продуктивного пласта і забезпечити належне очищення стовбура та стійкості стінок свердловини. Для довгих горизонтальних ділянок промивальна рідина має забезпечувати низький коефіцієнт тертя, щоб зменшити крутний момент і сили опору при поступальному русі бурильної колони.

Принципи вибору промивальної рідини для вертикальних свердловин і СГС однакові. Однак при виборі промивальної рідини для СГС деякі чинники вимагають до себе більш пильної уваги і детального опрацювання. До цих чинників належать:

1. Забруднення продуктивного пласта.

Сьогодні для вирішення цієї проблеми все частіше застосовують спеціальні види і склади бурових промивальних рідин, у тому числі з низьким вмістом твердої фази, безглинисті промивальні рідини на вуглеводневій основі, мінералізовані, полімерні, інгібовані та інші. Застосування таких рідин менш негативно впливає на колекторські властивості продуктивних пластів, забезпечує відновлення їх проникності майже до початкової (коефіцієнт відновлення 90 – 95 %), що у підсумковому результаті є економічно вигідним незважаючи на їх високу вартість. Водночас, застосовуючи однакові за складом рідини у різних гірничо-геологічних умовах буріння, можна отримати неочікувані результати. Тому при виборі промивальних рідин слід враховувати такі чинники, як склад і фізико-механічні властивості порід-колекторів, склад і властивості пластових флюїдів, термобаричні умови тощо.

2. Мастильні властивості промивальної рідини.

Вибір мастильної домішки та її концентрація у промивальній рідині є дуже важливим чинником. Якісні мастильні властивості збільшують довговічність бурового долота, знижують крутний момент і зменшують небезпеку прихоплення бурильної колони.

Труднощі, зумовлені великим крутним моментом і силами натягу, особливо значні у похилих свердловинах з великими зенітними кутами і в СГС. Бурильна колона лежить на нижній стінці свердловини і має велику площу контакту з породою і обсадною колоною. У таких умовах застосування мастильних домішок може дати суттєві переваги за умови, якщо інші властивості промивальної рідини оптимальні і використовується правильна технологія буріння.

Змащувальні домішки мають бути реагентами комплексної дії і відповідати таким вимогам:

– мати високі змащувальні та протиприхоплювальні властивості;

– добре суміщатися з усіма реагентами, що застосовуються під час обробки промивальних рідин;

– сприяти зниженню показника фільтрації промивальних рідин і підвищенню їх питомого електричного опору;

– ефективно функціонувати у складних геологічних умовах, які характеризуються високими температурою і тиском, полімінеральною та сірководневою агресією тощо;

– надавати промивальним рідинам антикорозійних властивостей і здатності гідрофобізувати пористе середовище колектора, що, в свою

чергу, має сприяти підвищенню фільтраційного проникнення для нафти;

– бути стійкими до дії мікроорганізмів;

– не містити шкідливих, токсичних речовин, легко піддаватися біологічному розщеплюванню, тобто бути екологічно чистими.

3. Очищення стовбура свердловини.

Ефективність буріння свердловин із похило-скерованим і горизонтальним стовбурами залежить від якості очищення вибою та винесення розбуреної породи на денну поверхню. Для забезпечення транспортування вибуреної породи по стовбуру свердловини швидкість потоку промивальної рідини повинна бути більшою за критичну. Водночас швидкість не повинна бути занадто великою, для запобігання розмиву стінок свердловини.

4. Гідравлічна програма.

Ряд науковців Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Стефурак Р.І. на основі аналізу й узагальнення позитивних елементів відомих варіантів гідравлічних програм уточнюють функціональні завдання гідравлічної програми для відповідних технічних, технологічних і геологічних умов буріння.

Основні завдання гідравлічної програми такі:

– вибір оптимальної продуктивності бурових насосів із урахуванням умов буріння;

– розрахунок гідравлічних втрат напору на елементах циркуляційної системи свердловин для найбільш адекватної реологічної моделі промивальної рідини;

– вибір діаметрів насадок гідромоніторних доліт і визначення глибин їх зміни з метою реалізації гідромоніторного ефекту та раціонального використання гідравлічної потужності бурових насосів;

– розрахунок тисків у довільному перерізі стовбура свердловини або в елементах циркуляційної системи;

– розрахунок допоміжної інформації, необхідної для користувача (оцінка режиму течії промивальної рідини на відповідних ділянках затрубного простору, оцінка тривалості виносу вибуреної породи, розрахунок еквівалентної густини промивальної рідини, розрахунок допустимих швидкостей спуско-підіймальних операцій за умови запобігання ускладненням тощо).

5. Реологічні властивості.

Реологічні властивості промивальної рідини відіграють важливу роль в очищенні вибою та винесенні вибуреної породи на поверхню. Невідповідність реологічних властивостей умовам буріння може бути

причиною зниження показників роботи доліт, а також виникнення різноманітних ускладнень (поглинання, флюїдопрояви тощо). Динаміка промивальної рідини залежить від режиму її течії в елементах циркуляційної системи, який визначається її реологічними властивостями.

Для промивальних рідин важко визначати точний діапазон таких властивостей, як статичне напруження зсуву (СНЗ), пластична в'язкість, динамічне напруження зсуву (ДНЗ), консистенція, показник нелінійності та інші, оскільки на них впливають багато змінних чинників (температура, тип і концентрація твердих частинок у промивальній рідині, співвідношення «вода–нафта», концентрація солей тощо).

Щоб визначити, чи знаходяться ці параметри в допустимих діапазонах, треба знати, які вимоги ставляться до певних умов буріння. Наприклад, при бурінні свердловин великого діаметра необхідно мати вище ДНЗ, щоб забезпечити високу виносну здатність промивальної рідини, а під час буріння свердловин малого діаметра ці властивості можуть бути небажаними.

6. Стійкість стінок свердловини.

Промислові дані доводять, що СГС, навіть у слабких пісковиках і незв'язаних пісках, можна бурити при тій же самій густині промивальної рідини, що і для вертикальних свердловин, або при невеликому її надлишку. Проте цей висновок базується лише на невеликому числі СГС, пробурених у таких пластах. Тому не можна категорично стверджувати, що слабкі пласти ніколи не несуть труднощів, пов’язаних зі стійкістю стовбурів свердловин.

Отже, для уникнення проблем при промиванні викривлених ділянок стовбура свердловини, слід дотримуватися наступних умов:

– підтримувати висхідну швидкість промивальної рідини такою, яка була б вищою за швидкість осідання частинки вибуреної породи;

– покращувати утримуючу здатність промивальної рідини завдяки підвищенню статичного напруження зсуву;

– запобігати зміщенню профілю швидкості, динамічному розшаруванню промивальної рідини, а саме її густини і в’язкості;

– при великих кутах нахилу стовбура використовувати турбулентний режим течії промивальної рідини за умови, що стінки свердловини стійкі і несхильні до розмивання;

– періодично обертати і розходжувати бурильну колону, що сприяє розмиванню осадженого шламу, але за недостатньої в’язкості і структурно-механічних властивостей вибурена порода може осідати знову.

6.2. Лігносульфонатно-кальцієві промивальні рідини

В Україні є успішний досвід споруджування нафтових і газових свердловин із використанням кальцієвих промивальних рідин. Фахівці в галузі промивальних рідин зазначають, що стійкість розбурюваних порід значною мірою залежить від наближення компонентного складу фільтрату промивальної рідини та складу пластової води. Чим вони ближчі один до одного, тим вища стійкість порід, що складають стінки свердловини.

Дослідниками проаналізовано матеріал близько 200 пробурених свердловин на площах Дніпровсько-Донецької западини та Карпатського нафтогазоносного регіону Прилуцьким УБР за 2000 – 2004 роки. Для лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини (ЛКПР) були характерні найменші витрати ряду хімічних реагентів і матеріалів з розрахунку на 1 $м^3$. Зокрема, порівняно з лігносульфонатною та лігносульфонатно-калієвою промивальною рідиною витрати реагенту КМЦ менші відповідно у 3,25 і 5,6 раз, розріджувача ФХЛС – у понад 10 разів. Значно меншими порівняно з лігносульфонатно-калієвою промивальною рідиною та полімер-калієвою на основі поліакрилатгуматів були витрати неорганічного інгібітора. Для калієвих систем оптимальний вміст хлориду калію у фільтраті промивальної рідини знаходиться у межах від 3 до 5 %.

Одними із основних компонентів лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини є неорганічні інгібітори – хлорид кальцію та вапно. Хлорид кальцію є основним носієм йону кальцію, вміст якого повинен бути в межах від 1500 до 3500 мг/л (0,42 та 0,97 % відповідно). Хлорид кальцію зменшує гідратацію глинистих порід внаслідок переведення їх у кальцієву форму, а також коагулює їх, сприяючи утворенню конденсаційно-кристалізаційних структур, зміцнюючи стінки свердловини. Вапно використовують для регулювання *pH*, значення якого повинно бути в межах 8 – 10, а також для зменшення ступеня гідратації глинистих частинок. Хімічний механізм пов’язаний з утворенням важкорозчинних гідросилікатів кальцію.

Враховуючи високі інгібуючі властивості лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини та стабільність її параметрів упродовж буріння свердловин, основний акцент було зроблено на регулювання структурно-механічних та реологічних властивостей.

Це дало можливість успішно пробурити інтервали під проміжну та експлуатаційну колони і провести їх кріплення до проєктної глибини.

Враховуючи досвід використання ЛКПР і стабільність її параметрів упродовж буріння свердловини, рецептуру було удосконалено для забезпечення ефективного очищення стовбура від вибуреної гірської породи за значень зенітного кута від 30 до 80° і підвищення ефективності буріння під проміжну колону або «хвостовик» похило-скерованих свердловин (ПСС) і свердловин з горизонтальним стовбуром в умовах родовищ ПАТ «Укрнафта».

У результаті проведених досліджень та аналізу пробурених свердловин 53-Малодівицька, 76-Східно-Рогінцівська, 119-Велико-Бубнівська розроблено оптимальний компонентний склад ЛКПР (табл. 6.1 і 6.2).

Таблиця 6.1 – Оптимальний компонентний склад ЛКПР

Назва хімреагентів та матеріалів	Концент-рація, %	Функціональні властивості компонентів ЛКПР
1	2	3
ПБМБ	40	Глинопорошок, що сприяє утворенню у воді структурної дисперсійної системи
ППМВ	10	
Графіт	8	Змащувальна домішка
Нафта	70	
КМЦ	15	Стабілізатор (регулятор фільтрації)
КССБ-МТ	75	Регулятор фільтраційних, структурно-механічних і реологічних властивостей
РВ-СМ	15	Регулятор структурномеханічних і реологічних властивостей
Хлористий кальцій	40	Неорганічний інгібітор
Сульфонол	1	Аніонна ПАР призначена для зниження міжфазного натягу ПР
Савенол	2	Нейоногенна ПАР призначена для зниження міжфазного натягу ПР
Пентакс	5	Піногасник
Вапно	20	Регулятор водневого показника (pH) для осадження йонів карбонатів і бікарбонатів
Лабрикол	20	Змащувальна домішка, що допомагає зменшити ймовірність сальникоутворення та диференційних прихоплень
Гумова крихта (дерев’яна тирса)	20	Наповнювачі для запобігання поглинанню

Продовження таблиці 6.1

Поліпропіленові волокна	0,2	
Праєстол 2530	0,2	Флокулянт
Ксантанова камедь	2	Структуроутворювач промивальної рідини
Карбонат кальцію (крейда, мікрокальцит, baracarb) різного фракційного складу – 5 мкм, 25 мкм, 50 мкм у співвідношенні 1:2:2	відповідно до розрахунку	Органічний кольматант, кислото-розчинний регулятор густини
Асфасол (солтекс, сульфований асфальт)	20	Неорганічний кольматант та інгібітор глинистих сланців
MI CIDE	0,5	Антиферментатор для запобігання бактеріальному забрудненню
Каустична сода	3	Регулятор водневого показника (*pH*)

Таблиця 6.2 – Параметри ЛКПР

Параметри промивальної рідини	Значення
Густина, кг/м^3	1100 – 1250
Умовна в’язкість, с	60 – 100
Статичне напруження зсуву, дПа[18]	20–50 / 30–70
Показник фільтрації за 30 хв, см^3	менше 5
Товщина фільтраційної кірки, мм	менше 1
Водневий показник	7,5–10,0
Концентрація твердої фази, %	менше 15
Концентрація колоїдних частинок, %	2,0 – 2,6
Показник мінералізації фільтрату, %	3 – 5
Концентрація піску, %	менше 1
Вміст йонів кальцію, мг/л	3000–3500

Вимірювання реологічних параметрів ЛКПР здійснювалось на ротаційному віскозиметрі Fann 800. Обробку даних вимірювань реологічних параметрів ЛКПР проведено за допомогою програми «FineRheo».

Реограми промивальної рідини наведено на рисунках 6.1 і 6.2.

[18] Децинаскаль 10^{-1} Па (застосовується рідко)

Із аналізу графіків, наведених на рис. 6.1 і 6.2, бачимо, що для оцінки реологічних характеристик промивальної рідини підходить як реологічна модель Шведова-Бінгама, так і модель Освальда. Промивальна рідина має високу в'язкість за низьких швидкостей зсуву, характерних для затрубного простору, і низьку в'язкість при високих швидкостях зсуву, характерних для течії рідини в насадках долота і вибійному двигуні.



Рисунок 6.1 – Реограма промивальної рідини для моделі Оствальда

Удосконалену рецептуру ЛКПР можна оптимізувати та адаптувати із урахуванням конкретних геолого-технічних умов спорудження свердловини та специфічних вимог замовників. Це відбувається завдяки підбору фракційного складу карбонату кальцію, використання додаткових інгібіторів та полімерних реагентів.



Рисунок 6.2 – Реограма промивальної рідини для моделі Шведова-Бінгама

Реологічні параметри удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини необхідно коректувати залежно від

інтервалу проводки свердловини (глибини, діапазону кута нахилу тощо), механічної швидкості, подачі насосів, діаметра стовбура і бурильного інструмента тощо.

Концентрацію біополімерного реагенту в рецептурі удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини контролюють за в'язкістю при низьких швидкостях, яку визначають на віскозиметрі Брукфільда або віскозиметрі Fann.

Використання удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини дає позитивні результати у процесі буріння СПС і СГС, у тому числі при бурінні бокових стовбурів.

6.3. Промивальні рідини компанії Geo Synthesis engineering

ПІБР-2 – полімерна інгібована промивальна рідина другого покоління призначена для буріння потенційно нестійких теригенних відкладів нижнього карбону ДДз, буріння похилих свердловин, бічних і горизонтальних стовбурів.

ПІБР-2 забезпечує високу якість розкриття продуктивних горизонтів (коефіцієнт відновлення проникності колекторів знаходиться на рівні, що забезпечується застосуванням традиційного хлоркалієвого розчину). Відмінністю промивальної системи ПІБР-2 є використання як основного реагента-стабілізатора акрилового полімеру «AbramiX®», що у комбінуванні із хлоридом калію забезпечує найбільший ефект інгібування.

Історична довідка. У 1960 – 1970 роках американськими дослідниками була виявлена негативна роль лігносульфатних реагентів-диспергаторів у системах інгібованих розчинів. Це відкриття стало імпульсом для розробки інгібованих промивальних систем, стабілізованих високомолекулярними полімерними реагентами. В Україні перша подібна система ПІБР була розроблена в Полтавському відділенні УкрДГРІ на початку 1980-х років. Основою системи ПІБР був синтезований аклілонітрильно-лігносульфонатний сополімер – Аніліс. ПІБР широко застосовували на родовищах Міністерства геології УРСР до періоду розпаду СРСР, коли зупинилось постачання сировини для виробництва реагенту Аніліс. Система ПІБР вперше довела можливість і доцільність застосування акрилових реагентів у системах інгібованих промивальних рідин.

Переваги. Повне виключення лігносульфонатного реагенту КССБ дозволило збільшити інгібуючі властивості промивальної рідини за рахунок послаблення процесів диспергування і гідратації.

Спільна інгібуюча дія реагенту «AbramiX®» і хлориду калію призводить до потужного зміцнюючого впливу на стінки свердловини, який без ризику ускладнень дозволяє більш ніж удвічі зменшити вміст хлориду калію в системі. Згідно з лабораторними даними ПІБР-2, що містить 1,8 – 2 % KCl, має такий самий інгібуючий вплив, як і хлоркалієвий розчин на основі КССБ, із вмістом 3,5 – 5 % хлориду калію.

Зниження вмісту хлориду калію дає можливість заощаджувати реагенти-стабілізатори і полегшує інтерпретацію геофізичних досліджень.

Термостійкість ПІБР-2 перевищує межі 170 – 180 ^{o}C. Особливістю даної системи є низький рівень фільтрації при вибійних температурах. Це виключає необхідність застосування спеціальних термостабілізуючих домішок.

ПІБР-2 характеризується високими мастильними властивостями. КТК системи, без застосування додаткових мастильних домішок, не перевищує 0,15 – 0,18. Це дозволяє відмовитись від застосування екологічно небезпечних мастил, зокрема нафти.

Обмеження. При збільшенні концентрації полівалентних йонів у фільтраті промивальної рідини на понад 0,1 % внаслідок водопроявів або розбурювання цементу, можливе підвищення фільтраційних та реологічних властивостей. У таких випадках слід провести обробку промивальної рідини кальцинованою содою, після чого, за необхідності, ввести розріджувач, а вже потім – реагент-стабілізатор.

Побічним ефектом від застосування реагенту «AbramiX®» є можливе підвищення реологічних і структурно-механічних параметрів промивальної рідини. Цей ефект особливо проявляється у процесі первинної обробки, а також внаслідок забруднення промивальної рідини шламом вибуреної породи. У таких випадках слід знизити вміст твердої фази шляхом очищення розчину або його розбавлення, і обробити розчин розріджувачем.

Склад промивальної рідини:

«AbramiX®»: 2 – 3 % (на сухий продукт);

КМЦ (ПАЦ): 0,1 – 0,2 %;

KCl: 3 – 5 % (за необхідності концентрація хлориду калію може бути збільшена до 10 %);

розріджувачі: РПС – 0,1 – 0,5 % у поєднанні із ВЛР чи лігносульфонатами – 0,3 – 0,5 %;

кальцинована сода: до 0,5 % (періодично, при надходженні полівалентних йонів);

графіт: до 1 % (перед спуском обсадної колони);

обважнювачі (барит, гематит, крейда, мелений вапняк): залежно від необхідної густини;

суспензія вибурених порід чи бентоніту – інше.

Параметри промивальної рідини:

густина: 1160 – 2300 кг/м^3;

в'язкість: 50 – 120 с;

статичне напруження зсуву (СНЗ): 40/60 – 80/120 дПа;

фільтрація: 6 – 8 см^3/30 хв;

вибійна фільтрація при пластовій температурі і перепаді тиску 5 МПа (НРНТ): 18 – 22 см^3/30 хв;

рівень pH: 10 – 11.

П-ХКР – полімерна хлоркалієва промивальна рідина (на основі реагенту ЛІГНОПОЛ) призначений для буріння потенційно нестійких теригенних відкладень нижнього карбону ДДз і розкриття продуктивних горизонтів (коефіцієнт відновлення проникності колекторів перебуває на рівні, який забезпечений застосуванням традиційного хлоркалієвого розчину).

Відмінністю промивної системи П-ХКР є використання як основного реагенту-стабілізатора конденсованого акрило-лігносульфонатного реагенту ЛІГНОПОЛ. На відміну від традиційного КССБ, ЛІГНОПОЛ не має диспергуючого впливу на глинисті породи, що дозволяє значно збільшити інгібіруючі властивості хлоркалієвої промивальної системи.

Історична довідка. Попри те, що відома негативна роль лігносульфатних реагентів-диспергаторів у системах інгібованих розчинів, їхнє застосування в Україні залишається досить значним. В Україні, де традиційно застосовувались лігносульфонатні реагенти, перехід на нові системи пов'язаний із певними труднощами. Окрім цього, лігносульфонатні реагенти характеризуються низкою позитивних якостей, що не властиві високомолекулярним полімерам. Все це стало передумовою для розробки нових полімер-лігносульфонатних реагентів, що дозволяють поєднати у собі переваги речовин різних класів, і промивних систем на їхній основі.

Переваги:

– Значні інгібуючі властивості реагенту ЛІГНОПОЛ ставлять його в один ряд із такими органічними полімерними інгібіторами, як AbramiX® та AbramiX-K®. У той же час ЛІГНОПОЛ проявляє значну стійкість до впливу солей полівалентних металів і менше впливає на реологічні властивості промивальних рідин.

– Технологія застосування реагенту ЛІГНОПОЛ для обробки промивальних рідин, подібна традиційним для України технологіям використання КССБ і не потребує спеціальної підготовки персоналу. При цьому, порівняно із традиційними промивальними рідинами на основі КССБ, система П-ХКР має низку переваг:

– заміна лігносульфонатного реагенту КССБ на акрило-лігносульфонатний реагент ЛІГНОПОЛ дозволила значно збільшити інгібіруючі властивості промивальної рідини за рахунок послаблення процесів диспергування та гідратації глинистих порід;

– ЛІГНОПОЛ має високу стабілізуючу дію; у системах інгібованих промивальних рідин витрати реагенту ЛІГНОПОЛ не менше ніж на 30 % нижчі, ніж від використання традиційного КССБ; у свою чергу, зниження вмісту лігносульфонатного компоненту у промивній системі призводить до збільшення її інгібуючих властивостей;

– термостійкість реагенту ЛІГНОПОЛ у системі інгібованих розчинів знаходиться у межах 140 – 150 ^{o}C, що значно вище, ніж у КССБ;

– система П-ХКР характеризується низькою вибійною фільтрацією і не має тенденції до температурного загущення;

– П-ХКР не потребує застосування будь-яких спеціальних домішок-термостабілізаторів;

– порівняно із КССБ, ЛІГНОПОЛ має значно меншу властивість щодо спінювання.

Обмеження:

– Ефективність реагенту ЛІГНОПОЛ знижується за наявності йонів полівалентних металів у фільтраті промивальних рідин на рівні, що перевищує 0,12 %. За умови більшого вмісту полівалентних йонів, перед застосування реагенту ЛІГНОПОЛ необхідно додатково обробити промивальну рідину кальцинованою содою.

– Під час первинної обробки промивних рідин реагентом ЛІГНОПОЛ можливе їхнє тимчасове загущення. Цей ефект посилюється внаслідок високого вмісту твердої фази, забруднення промивальних рідин шламом вибуреної породи.

– Застосування реагенту ЛІГНОПОЛ може призвести до необхідності використання піногасників.

Склад промивальної рідини:

ЛІГНОПОЛ: 15 – 20 %;

КМЦ (ПАЦ): 0,1 – 0,2 %;

KCl: 3 – 5 % (за необхідності концентрація хлориду калію може бути збільшена до 10 %);

РПС: 0,1 – 0,3 % (за необхідності у випадку загущення);

кальцинована сода: до 0,5 % (періодично при надходженні полівалентних йонів);

графіт: до 1 % (перед спуском обсадної колони);

обважнювачі (барит, гематит, крейда, мелений вапняк): залежно від необхідної густини;

суспензія вибурених порід чи бентоніту – інше.

Параметри промивальної рідини:

густина: 1160 – 2300 кг/м^3;

в'язкість: 50 – 90 с;

СНЗ: 40/60 – 80/100 дПа;

фільтрація: 6 – 8 см^3/30хв;

вибійна фільтрація при пластовій температурі і перепаду тиску 5 МПа (HPHT): 18 – 22 см^3/30хв;

рівень pH: 8 – 9.

БІОКАР-МТ® – неглиниста промивальна рідина призначена для буріння глибоких вертикальних, похилих і горизонтальних свердловин, первинного розкриття продуктивних пластів у зонах аномально високих пластових тисків.

Особливістю системи БІОКАР-МТ® є високий рівень мінералізації, підвищена термостійкість і висока густина, що значно розширює сферу застосування неглинистих промивальних рідин. При цьому БІОКАР-МТ® зберігає всі переваги біополімерних безглинистих промивальних рідин і забезпечує коефіцієнт відновлення проникності колекторів, який суттєво перевищує аналогічні показники для традиційних обважнених розчинів.

Історична довідка. Успішне застосування біополімених безглинистих систем при бурінні СПС і СГС, розкритті продуктивних пластів із АНПТ вказувало на високі перспективи їх подальшого вдосконалення. У той же час сфера застосування безглинистих систем обмежувалася низькою термостійкістю полісахаридних реагентів, що лежать в основі отримання полімерної тиксотропної структури. В геологічних умовах України межа температурної стійкості біополімерних систем на рівні 110 – 120 ^{o}C виключає можливість їх застосування на родовищах ДДз із глибиною більше 3 500 – 4 000 м, на більшій частині родовищ Карпат і Кримського півострова.

Застосування обважнених промивальних рідин на глинистій або полімер-глинистій основі пов'язано з труднощами, зумовленими зростанням структурно-механічних і реологічних характеристик, особливо в умовах високих температур.

Це призводить до надлишкових динамічних навантажень на проникні пласти при відновленні циркуляції та спуско-піднімальних операцій (СПО), знижує верхню межу обважнення розчину, ускладнює проведення ГДС, призводить до перевитрат реагентів і забруднення навколишнього середовища.

В умовах підвищеної репресії негативний вплив твердої фази промивальної рідини на колекторські властивості пластів посилюється. Виключення глинистої фази призведе до усунення проблеми загущення обважнених розчинів і підвищить якість розкриття продуктивних пластів. Насичення дисперсійного середовища солями дозволить підвищити інгібуючі характеристики рідини і зменшить потребу в обважнювачі. Ці положення були реалізовані при створенні промивальної системи БІОКАР-МТ®.

Переваги. Система БІОКАР-МТ® зберігає всі переваги, які забезпечує застосування безглинистих промивальних рідин, зокрема розчину БІОКАР®:

– відсутність глинистих компонентів у складі розчину дозволяє зменшити необоротну кольматацію при розкритті колекторів, виключає температурне загущення обважненого розчину, зменшує динамічний вплив на стінки свердловини;

– виключне використання компонентів, що біологічно розкладаються, знімає проблему зниження проникності колекторів внаслідок адсорбції полімерів на поверхні пор;

– реологічні властивості розчину забезпечують ефективне очищення вибою свердловини і винесення шламу на поверхню; не створюють додаткового опору при промиванні;

– компоненти розчину стійкі до впливу моно- і полівалентних солей, не утворюють нерозчинних сполук при контакті з породами і пластовими флюїдами.

Додаткові переваги системи БІОКАР-МТ®:

– інгібуючі властивості системи БІОКАР-МТ® вищі, ніж у розчину БІОКАР® і хлоркалієвої промивальної рідини;

– висока мінералізація БІОКАР-МТ® дозволяє повністю виключити зі складу реагенти-бактерициди, що знижує токсичність системи до четвертого класу небезпеки і дозволяє використовувати її в умовах з найжорсткішими екологічними вимогами;

– термостійкість системи БІОКАР-МТ® вища, ніж в альтернативних розчинів на полісахаридній основі, що дозволяє використовувати її при бурінні на великих глибинах.

Обмеження. Ефективність системи БІОКАР-МТ®, як безглинистої промивальної рідини, знижується при її забрудненні шламом вибурених порід. У зв'язку з цим рекомендується застосування 3 – 4 ступеневої системи очищення промивальної рідини, що включає систему регенерації обважнювача.

Термостійкість системи БІОКАР-МТ® – близько 140 °С.

Підвищення *pH* розчину більше 11 призводить до деструкції біополімерів. Розчин не рекомендується застосовувати при разбурюванні великих цементних стаканів.

Густина промивальної рідини – 1200 – 1600 кг/м^3.

Склад промивальної рідини:

БІОКАР-компаунд – 5 – 6 % (комплексний реагент, що забезпечує фільтраційні та реологічні властивості розчину);

Alevron® – 0,5 – 1 % (HPHT регулятор фільтрації та реологічних властивостей);

хлорид калію – 3 – 5 %;

хлорид натрію – аж до насичення;

карбонатний наповнювач – 10 – 15 %;

К-200 – 1 – 1,5 % (органічний наповнювач);

графіт – до 1 % (перед спуском обсадної колони);

карбонатні обважнювачі або барит – залежно від необхідної густини;

змащувальні домішки, регулятор *pH*, піногасник, ПАР.

Параметри промивальної рідини:

густина – 1200 – 1600 кг/м^3,

умовна в'язкість – 60 – 120 с,

СНЗ – 30/40 – 40/50 дПа,

фільтрація – 4 – 5 см^3 / 30хв,

вибійна фільтрація при температурі 140 °С і перепаді тиску 5МПа (HPHT) – 20-25 см^3/30хв;

пластична в'язкість – 30 – 50 мПа·с,

ДНЗ – 140 – 200 дПа,

pH – 9,5 – 10,5.

6.4. Промивальні рідини для первинного розкриття продуктивних пластів

Серед промивальних рідин на водній основі найвищу якість розкриття продуктивних горизонтів забезпечують безглинисті біотолімерні системи. На відміну від глинистих або полімер-глинистих

промивальних рідин, фільтрація яких супроводжується глибоким проникненням колоїдних частинок у глибину порового середовища та утворенням внутрішньої зони кольматації, біополімерні рідини, що мають нехтовно малий вміст колоїдної фази, формують фільтраційну кірку на поверхні пласта, яка відіграє роль непроникного кольматаційного екрану (рис. 6.3). Це досягається завдяки застосуванню спеціальних реагентів-блокаторів, розмір частинок яких підбирається відповідно до розмірів пор колектора.

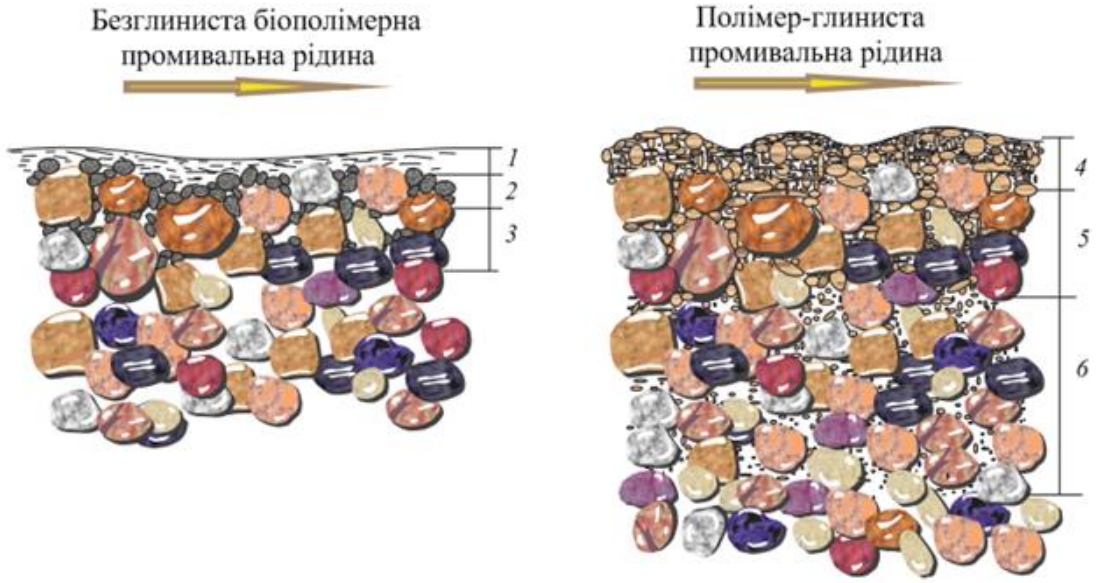


Рисунок 6.3 – Утворення зон зниженої проникності у поровому середовищі колекторів під час їх розкриття промивальними рідинами різних типів

1 – зовнішній шар полімерів; 2 – зовнішній кольматаційний шар; 3 – внутрішній кольматаційний шар (зона проникнення); 4 – глиниста кірка; 5 – зона кольматації; 6 – зона проникнення

Під час утворення зони внутрішньої кольматації природне очищення колектора вкрай ускладнене, через що відбувається часткова або повна втрата продуктивності свердловини. При застосуванні безглинистих промивальних рідин тонка поверхнева кольматаційна кірка легко руйнується потоком пластового флюїду у процесі виклику припливу та експлуатації свердловини. Відновлення природної проникності колекторів при цьому відбувається майже повністю.

Для створення ізолюючого шару на поверхні продуктивних пластів використовують фракціоновані, дрібно мелені карбонатні наповнювачі – вапняк, доломіт і найчастіше мармур, які належать до класу так званих жорстких кольматантів. Ці речовини є майже ідеальними блокаторами, оскільки характеризуються високим

ступенем однорідності, кислоторозчинністю, стійкістю до диспергування, низькою абразивністю та інертністю до пластових флюїдів. При правильному підборі їх розмірів частинки кольматантів розклинюються в отворах пор, між зернами породи, створюючи своєрідні арочні переділки, які відіграють роль основи майбутньої поверхневої фільтраційної кірки. Міцність такого блокуючого шару близька до міцності породи пласта-колектора. Це дає змогу уникати поглинань та забезпечувати високу якість розкриття проникних горизонтів за надмірних репресій, які, зокрема, виникають під час буріння у зонах аномально низьких пластових тисків (АНПТ).

Проте, ефективне блокування каналів фільтрації колекторів відбувається лише у вузькому діапазоні співвідношень їх розмірів із розмірами кольматантів. Навіть за незначного відхилення як в один, так і в інший бік утворення арочних переділок не відбувається, а проникність кольматаційного шару та об'єм відфільтрованої рідини різко збільшуються. Наслідком цього є глибоке проникнення компонентів промивальної рідини та збільшення товщини забрудненої зони. Є реальні приклади, коли через невдалий підбір фракційного складу твердої фази безглинистих промивальних рідин якість розкриття продуктивних горизонтів була гіршою, ніж при застосуванні застарілих глинистих систем.

Тому застосування жорстких блокаторів потребує наявності повної та достовірної інформації про порову структуру колектора, оскільки неправильно підібрані кольматанти спроможні звести нанівець усі переваги від застосування безглинистих промивальних рідин. Ситуація ще більше ускладнюється за наявності у колекторі тріщин, які можуть змінювати свої розміри залежно від тиску у стовбурі свердловини. Крім цього, на швидкість утворення кольматаційного шару та його проникність впливає диспергування частинок блокатора у процесі буріння, надходження у промивальну рідину шламу вибуреної породи, наявність та концентрація у рідині обважнювача тощо. Таким чином, в умовах багатопластових покладів більшості родовищ України, які характеризуються неоднорідністю за глибиною та простяганням, визначення оптимального розміру частинок жорсткого реагента-блокатора для кожної конкретної свердловини є надзвичайно складною технологічною задачею.

Дослідники вважають, що необхідною умовою для вирішення цієї проблеми є використання композитних блокаторів, що містять у своєму складі як жорсткі, так і пружні речовини.

До класу пружних кольматантів відносять органічні матеріали, які мають схильність до пружного деформування під тиском усередині порового простору колектора. Завдяки цьому пружні кольматанти мають кращі розклинювальні властивості та більше зчеплення з породою. Невідповідність їх розмірів отворам колектора менше впливає на процес утворення ізолюючого шару, який до того ж характеризується більшою стійкістю до пульсацій тиску. Але його міцність суттєво поступається шару з жорстких кольматантів.

У разі використання композитного складу пружні та жорсткі кольматанти доповнюють один одного, що дає можливість отримати блокатор, великою мірою позбавлений зазначених недоліків.

Композитні блокатори допомагають створювати еластичний ізолюючий шар високої міцності. Під час його формування пружні речовини заповнюють пустоти між частинками жорстких кольматантів та зернами породи, які утворюються внаслідок невідповідності між їх розмірами. При цьому завдяки деформуванню під тиском пружні речовини здатні виконувати роль еластичного ущільнювача, незалежно від розмірів цих пустот та їх конфігурації (рис. 6.4). Отже, для ефективного застосування композитних блокаторів немає потреби в детальному дослідженні інформації про характеристики колектора.

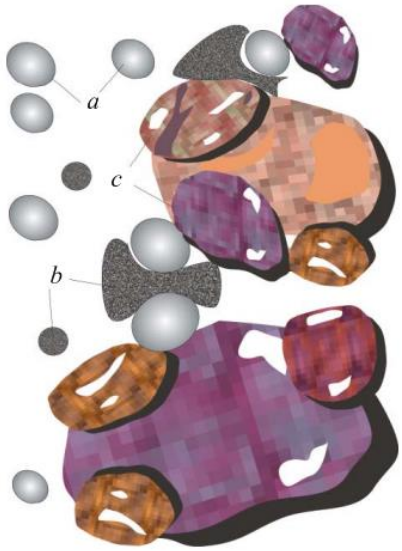


Рисунок 6.4 – Схема кольматації порового простору колектора композитним блокатором

a – частинки жорсткого блокатора; b – частинки пружного блокатора; c – зерна породи

Викладені теоретичні уявлення знайшли своє підтвердження під час лабораторних досліджень фільтрування безглинистих рідин, які містили кольматанти різних типів, через модель піщаного фільтра. Гранулометричний склад фільтрів підбирали відповідно до розмірів частинок, властивих крупно-, середньо- і дрібнозернистому пісковику, а також крупнозернистому алевриту. Для кольматації фільтрів використовували карбонатні реагенти-блокатори, які застосовують під час буріння свердловин в Україні. Ефективність ізолюючого шару оцінювали за об’ємом рідини, яка відфільтровувалася через піщаний фільтр під тиском 0,7 МПа за 30 хв.

Результати лабораторних досліджень показали, що частинки жорстких кольматантів в усіх випадках виявляють вибіркову ефективність (рис. 6.5).

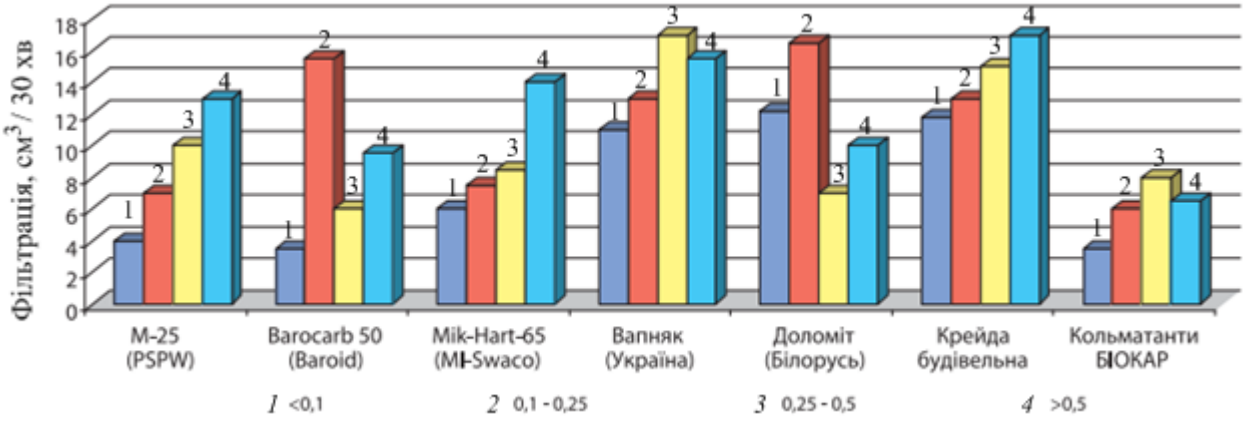


Рисунок 6.5 – Ізолюючі властивості різних типів кольматантів після прокачування біополімерної промивальної рідини через піщані фільтри різного гранулометричного складу

Тобто не існує карбонатного або іншого жорсткого блокатора, однаково ефективного в усьому діапазоні розмірів пор колекторів. За оптимального співвідношення розмірів пор і частинок блокатора фільтрація промивальної рідини знаходиться на низькому рівні, але зміна розмірів пор призводить до її зростання і потребує коректування фракційного складу блокатора. Виключити необхідність такого корегування можна тільки шляхом додаткового введення до складу промивальної рідини пружного органічного наповнювача. У такому випадку утворення непроникного ізоляційного бар'єра не залежить від пористості колектора, а фільтрація в усіх дослідах залишається мінімальною.

Проведені лабораторні дослідження дали змогу визначити типи та оптимальні концентрації органічних матеріалів, що можуть використовуватися як наповнювачі безглинистих промивальних рідин. Встановлено, що оптимальний вміст жорстких кольматантів у безглинистій промивальній рідині становить близько 10 %, а їх співвідношення з пружним кольматантом необхідно підтримувати на рівні 10:1 – 1,5. Одержані результати лягли в основу розробки композитних реагентів-блокаторів для біополімерної безглинистої промивальної рідини «Біокар», яку успішно використовують для розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України (табл. 6.3).

Високі ізолюючі властивості промивальної рідини «Біокар» та її позитивний вплив на якість розкриття продуктивних пластів наочно ілюструють результати досліджень, одержані в Краківському

інституті нафти і газу (Польща). У ході досліджень за методикою Американського нафтового інституту (API) використовували наступне обладнання:

1) фільтр-прес для визначення фільтрації в статичних і динамічних умовах при високому тиску і температурі (High Pressure High Temperatur Filter Press: ΔP_{max} = 2,8 MPa, T_{max} = 150 °C, OFI, USA);

2) установку для визначення проникності кернів у пластових умовах (Universal Permeability Meter – Corefl ooding System: ΔP_{max} = 2,1 MPa, T_{max} = 150 °C, Temco, USA);

3) установку для визначення товщини внутрішньої та зовнішньої фільтраційної кірки (RVG Kodak 2000).

Досліди проводили на кернах продуктивних пластів Старосамбірського родовища із використанням нафти колекторів Польських Карпат за температури 80 °C (табл. 6.4).

Таблиця 6.3 – Застосування промивальної рідини «Біокар» для розкриття продуктивних горизонтів

Номер свердловини, родовище	Замовник робіт	Особливості застосування
545, Бугруватівське	ВАТ «Укрнафта»	СГС
97, Яблунівське	ВАТ «Карпатигаз»	СГС
301, 303, 304, 306, 307, Леляківське	СП «Каштан Петролеум, ЛТД»	СГС і СПС, АНПТ, тріщинуватий карбонатний колектор
10, Ольгівське	ТОВ «Куб-газ»	АНПТ
22, 23, 24, 62, Островерхівське	ПрАТ «Укргазвидобуток»	СПС
10, Краснозаярське	ТОВ «Укрістгаз»	гідростатичні тиски
53, Свиридівське	«Регал Петролеум Корпорейшн ЛТД»	АВПТ
2, Роганське	ТОВ «Еско-Північ»	АНПТ
20, 21, Островерхівське	ПрАТ «Укргазвидобуток»	для перфорації, глушіння та ремонту
14, Сахалінське	ЗАТ «ДК «Укрнафтобуріння»	для перфорації, глушіння та ремонту

Як видно з рисунка 6.6, після прокачування промивальної рідини на поверхні взірця утворюється щільна фільтраційна кірка, яка являє собою шар частинок кольматантів, що блокують поровий простір, утворюючи арочні переділки між зернами породи. Фільтраційна кірка легко руйнується під час зворотного прокачування нафти, оскільки глибина проникнення частинок кольматантів усередину породи є

мінімальною. Відсутність внутрішньої кольматації взірців також підтверджується їх рентгеноскопічними дослідженнями. Результати визначення товщини внутрішньої та зовнішньої фільтраційних кірок наведено в таблиці 6.5.

Таблиця 6.4 – Результати досліджень в Інституті нафти і газу (м. Краків)

Пористість взірця, %	Показник фільтрації, $см^3$/30 хв		Проникність взірця, мД[19]			Коефіцієнт відновлення проникності, %
				для нафти		
	динамічної	статичної	для моделі пластової води	вихідна	кінцева	
11,3	0,9	0,5	3,40	1,47	1,36	92,5
9,4	1,1	0,4	0,48	0,33	0,31	93,9

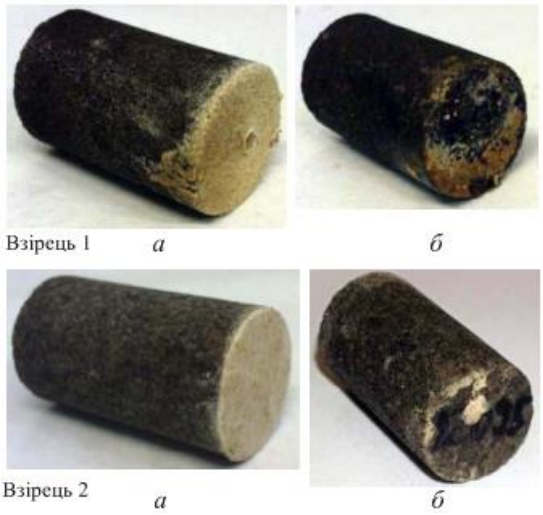


Рисунок 6.6 – Зовнішній вигляд взірців

а – після прокачування промивальної рідини; б – після остаточного визначення проникності

Таким чином, проведеними лабораторними дослідженнями підтверджено, що промивальна рідина «Біокар» забезпечує ефективне збереження ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів, коефіцієнт відновлення проникності становить 92,5 – 93,9 %.

[19] Дарсі (англ. *Darcy unit*) – одиниця коефіцієнта проникності, якщо витрата рідини становить 10^{-3} м³/с при динамічному коефіцієнті в'язкості рідини 10^{-3} Па·с, довжині взірця пористого середовища 1 м, площі фільтрації 1 м² і перепаді тиску $0{,}98 \cdot 10^{-6}$ Па: 1Д = $1{,}02 \cdot 10^{-12}$ м².

Зменшення у два і більше разів товщини зовнішньої фільтраційної кірки, а також майже повна відсутність зони внутрішньої кольматації вказують на високу ізолюючу спроможність композитних блокаторів, що є запорукою високої якості розкриття продуктивних горизонтів.

Таблиця 6.5 – Товщина фільтраційної кірки після забруднення та очищення взірців керну

Товщина фільтраційної кірки після забруднення взірця (прокачування промивальної рідини), мм		Товщина фільтраційної кірки після очищення взірця (зворотне прокачування нафти), мм	
зовнішня	внутрішня	зовнішня	внутрішня
1,4	0	0,7	0
1,2	0	0,5	0

6.5. Спеціальні технологічні рідини для проведення комплексу робіт із закінчування і ремонту свердловин

Сьогодні в Україні стабілізувати рівень добування нафти і газу можливо шляхом інтенсифікації роботи старих експлуатаційних свердловин на родовищах, які, в більшості випадків, вступили в пізню стадію розробки. Це обумовлює необхідність широкого використання методів інтенсифікації роботи свердловин, що веде до значного збільшення числа поточних і капітальних ремонтів у діючих, простоюючих і законсервованих малодебітних свердловинах, експлуатація яких є нерентабельною. У зв'язку з цим набирає актуальності питання раціональної технології використання ефективних технологічних рідин для виконання ремонтних операцій у свердловинах.

Компанією Geo Synthesis engineering розроблено ряд технологічних рідин на безводній основі, призначених для проведення ремонтних робіт у свердловинах (закінчування, ремонт свердловин, перфорація, глушіння, інтенсифікація припливу, консервація свердловин, тимчасове блокування привибійної зони пласта тощо), які успішно застосовуються на нафтових і газових родовищах України.

Witer II – інвертна емульсійна промивальна рідина (IEP) призначена для первинного і вторинного розкриття продуктивних пластів, буріння в аварійних зонах будь-якої складності, проведення капітального ремонту свердловин, використання як спеціальної рідини для закінчування свердловин.

Характерною особливістю інвертних емульсійних промивальних рідин є застосування вуглеводневої рідини як дисперсійного середовища, а води або розчинів солей як дисперсної фази.

Фільтрат розчину представлений вуглеводневою рідиною, що повністю виключає проблему втрати стійкості гірських порід на стінках свердловин і набухання глинистих мінералів у пластах-колекторах внаслідок їх гідратації. В результаті створюються оптимальні умови для безаварійного буріння та якісного розкриття продуктивних горизонтів.

Історична довідка. В СРСР існувало два основних наукових центри з розробки розчинів на вуглеводневій основі, в роботі яких активну участь брали українські фахівці: у Москві – Московський інститут нафти і газу імені І. М. Губкіна (Мухін Л.К., Розенгафт А.Г., Лубан В.З., Допілко Л.І. та ін.) і в Києві – УкрГІПРОНДІнафта (Токунов В.І., Хейфец І.Б.).

В Україні вуглеводневі системи проходили масштабні промислові випробування (Сагайдацька, Радченківська, Братешкінська площі (Полтавська обл.)).

Але у 1980-х роках минулого століття, роботи у цьому напрямку припинились. Причиною того були екологічна і пожежна небезпека, висока вартість тощо. Головною ж причиною була потужна конкуренція з боку, на той час нових, полімерних промивальних рідин, які багато в чому не поступалися рідинам на вуглеводневій основі (РВО).

Сьогодні рідини на вуглеводневій основі знову набувають популярності. Питання стоїть про мінімальне погіршення колекторських властивостей пластів при ремонтних роботах у свердловинах.

Компанією Geo Synthesis engineering спільно з польською компанією PSPW (м. Кросно) та Інститутом нафти і газу (м. Краків) була розроблена нова інвертна емульсія Witer II.

Переваги емульсії Witer II визначаються вуглеводневим характером фільтрату і мінімальним контактом породи з водною фазою.

Система Witer II забезпечує високий ступінь стійкості стовбура свердловини і мінімальне диспергування вибуреного глинистого шламу.

Практично виключається техногенне забруднення продуктивних пластів, пов'язане з гідратацією, набуханням і диспергуванням глинистого матеріалу колекторів. Мінералізація середовища не впливає на властивості емульсійного розчину.

Високі змащувальні і антиприхоплювальні властивості. Широкий діапазон густини.

Висока механічна швидкість буріння, різке зниження витрат часу на проробку та калібрування стовбура свердловини.

Обмеження. У процесі буріння необхідно суворо контролювати технологічні параметри промивальної рідини, її електростабільність (як комплексна характеристика, електростабільність дозволяє оперативно оцінити агрегативну стабільність емульсійної промивальної рідини), співвідношення водної та вуглеводневої фази. Потрібен контроль вмісту твердої фази, постійна робота системи очищення рідини, обов'язкове очищення рідини на центрифугах.

Висуваються особливі вимоги до технології приготування і компонентів емульсії Witer II. Зокрема, необхідне спеціальне обладнання та підготовка персоналу.

На параметри емульсії негативно впливають: надлишкова водна фаза, забруднення системи дрібнодисперсним шламом вибурених глинистих порід, висока температура у свердловині.

Інтенсивні поглинання емульсійних промивальних рідин можливі при нестачі коркоутворюючих наповнювачів або при невірному підборі їх компонентного складу.

На сьогодні межа термостійкості системи Witer II встановлена на рівні 140 ^{o}C. Є технічна можливість подальшого збільшення межі термостійкості. Роботи в цьому напрямку проводяться.

Мінімальне значення електростабільності, при якому необхідно припинити поглиблення свердловини – 200 V.

Розчини на вуглеводневій основі, в тому числі й інвертні емульсії, характеризуються підвищеною токсичністю, пожежонебезпекою, високою вартістю. Без застосування спеціальних заходів можливе нанесення шкоди довкіллю.

В системі інвертної емульсії неможливе проведення електрометричних вимірювань при геофізичних дослідженнях свердловин.

Склад промивальної системи:

дисперсійне середовище: дизельне паливо – 80 – 90 % (від загального об’єму розчину);

водна дисперсна фаза: вода – 10 – 20 % (від загального об’єму розчину);

емульгатор 1: Е-4 – 6 – 7 %;

емульгатор 2: Е-5 – 2 – 3 %;

гідрофобізатор твердої фази: Н-1 – 1 – 3 %;

регулятор фільтрації: F-1 – 2 – 4 %;

твердий стабілізатор, наповнювач: органофільний бентоніт – 5 – 7 %;

мінералізатор водної фази: $CaCl_2$ – 25 – 30 % (від об’єму води);

карбонатний кольматант: М-25 –10 – 15 %;
органічний кольматант: К-200 – 1 – 2 %;
нейтралізатор вільних кислот, регулятор pH: CaO – 1 –2 %;
обважнювач гідрофобний: барит – до необхідної густини.
Параметри промивальної системи:
густина: 1020 – 1900 кг/м^3,
умовна в'язкість: 80 – 150 с;
СНЗ: 30/40 – 65/70 дПа,
фільтрація: 0,5 – 2,5 см^3/30хв,
НРНТ-фільтрація[20]: 140 ^{o}С 10 – 15 см^3/30хв,
пластична в'язкість: 20 – 60 мПа·с;
ДНЗ: 70 – 150 дПа;
електростабільність: > 300 V.

Полі-Брайн (Poly-Brine) – сольові і полімер-сольові технологічні рідини (промивальні системи) призначені для проведення комплексу робіт із закінчування і ремонту свердловин, у тому числі перфорації, глушіння та інтенсифікації притоку, а також для консервації свердловин і тимчасового блокування привибійної зони пласта.

Сольові та полімер-сольові системи – це розчини солей різної густини, які можуть бути загущені полімерними домішками. Загущення сольових розчинів полімерами дозволяє отримати промивальні системи без твердої фази, з регульованими реологічними та фільтраційними характеристиками.

Сольові промивальні системи:
РЗС-132: густина від 1100 до 1320 кг/м^3;
РЗС-145: густина від 1320 до 1450 кг/м^3;
РЗС-155: густина від 1450 до 1600 кг/м^3.

Полімер-сольові промивальні системи.

Промивальні системи цього типу отримують шляхом розчинення полімерів у розчинах солей при певному співвідношенні їх температури і густини. Така технологія дозволяє здійснювати спрямоване регулювання фільтраційних і реологічних властивостей розчинів, без зниження їх густини.

Полімер-сольові системи можуть бути виготовлені на основі розсолів, які видобуваються на території України, або на основі сухих солей, що виробляються промисловістю.

Виготовляють полімер-сольові системи як безпосередньо на свердловині, так і на обслуговуючих підприємствах на спеціальному

[20] НРНТ-фільтрація – фільтрація при високому тиску та високій температурі (НРНТ – high pressure high temperature)

стаціонарному обладнанні. Для отримання такої промивальної системи необхідне змішувальне обладнання (гомогенізатор, мішалка).

Технологічні властивості.

Густина полімер-сольових промивальних систем 1100 – 1550 кг/м^3. Термостійкість: 120 – 140 ^{o}C.

Коефіцієнт відновлення проникності колекторів після впливу полімер-сольових промивальних систем перевищує рівень, що забезпечується впливом фільтрату хлоркалієвої промивальної рідини, і наближається до рівня, який забезпечується при застосуванні рідин на вуглеводневій основі.

Для забезпечення технологічно прийнятного рівня показника фільтрації, концентрація полімеру в системі повинна бути на рівні, що перевищує 3 – 4 % на сухий продукт.

Залежно від концентрації полімеру, можлива зміна реологічних властивостей системи у широких межах. Значення реологічних констант рідин наведені у таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Значення реологічних констант полімер-сольових промивальних рідин

Концентрація полімеру, %	Показник консистенції системи (K)[21], дПа·с^n		Показник нелінійності системи (n)	
	при 20°С	при 80°С	при 20°С	при 80°С
2	4,4	1,2	0,77	0,86
3	16,3	4,3	0,69	0,855
4	42,2	9,1	0,68	0,85
5	85,3	16,0	0,652	0,847
6	99,7	18,4	0,647	0,819
7	164,0	32,5	0,624	0,793
8	244,8	69,4	0,604	0,704
9	390,0	93,9	0,532	0,670
10	459,0	135,5	0,528	0,623

[21] Для неньютонівських рідин: $\Delta p/4l/d) = K\ (8u/d)^n$, де Δp – перепад тиску, Н/м^2, l, d – відповідно довжина і внутрішній діаметр труби, м; K – коефіцієнт консистенції потоку в трубі, u – середня лінійна швидкість рідини в трубі, м/с; n – показник нелінійності. При $n = 1$ $K = \mu$, де μ – в'язкість, Н/с·м^2 (не плутати з консистенція гідросуміші – показник, що характеризує насичення потоку гідросуміші твердим матеріалом).

Переваги.

Полімер-сольові промивальні системи мають:

– високу густину;

– високу мінералізацію;

– високий інгібуючий вплив на глинисті породи.

Порівняно з традиційними сольовими розчинами, полімер-сольові системи мають:

– низький рівень фільтрації;

– кращі реологічні характеристики.

Поєднання таких технологічних властивостей забезпечує значно вищий коефіцієнт відновлення проникності колекторів, ніж під час використання традиційних сольових розчинів.

Крім того, полімер-сольові промивальні системи характеризуються:

– стійкістю до ферментативного розкладання;

– низькою температурою замерзання (для розчинів із густиною 1280 кг/м^3 – нижче –50 ^{o}C);

– екологічною безпекою.

Обмеження.

Зі збільшенням густини сольових і полімер-сольових розчинів зростає небезпека кристалізації солей із розсолів при зниженні температури. Температура початку кристалізації для полімер-сольового розчину з густиною 1550 кг/м^3 складає 18 ÷ –20 ^{o}C.

ІГК – інгібітор гідратоутворення комплексний використовується для запобігання утворенню та для боротьби з газовими гідратами в системах збору і промислової обробки газу і нафти, а також як рідини глушіння свердловин.

Основні фізичні властивості:

розчин природного бішофіту, очищений від домішок сульфатних і карбонатних солей;

розчинність у воді: 100 %;

зовнішній вигляд: маслянista рідина без запаху, блідо-сірого або сіро-зеленого кольору;

густина реагенту: 1240 – 1280 кг/м^3;

pH: 6,0 – 8,0;

добова стабільність: не більше 0,02 г/см^3.

Історична довідка:

Пошук альтернативних інгібіторів гідратоутворення обумовлений високою токсичністю метанолу. В Україні з цією метою використовується розчин природного бішофіту, промисловий видобуток якого

здійснюється на кількох родовищах. У той же час, наявність у складі такого розчину домішок сульфатних і карбонатних йонів ускладнює його застосування внаслідок утворення нерозчинних сполук, у першу чергу гіпсу. Неодноразово виникали проблеми, пов'язані із закупоркою технологічного обладнання.

Розчин бішофіту також широко застосовується як технологічна рідина на різних етапах закінчування свердловин. Видалення з його складу сульфатних і карбонатних йонів дозволяє знизити ризик забруднення продуктивних пластів.

Технологія приготування продукту.

Інгібітор гідратоутворення комплексний (ІГК) отримують із розчину природного бішофіту шляхом седиментаційного осадження сульфатних і карбонатних йонів внаслідок обробки хлоридом кальцію.

Сфера застосування.

Запобігання утворенню гідратів при випробуванні і експлуатації свердловин.

Рідина для глушіння, ремонту і перфорації свердловин (густина 1240 – 1280 кг/м^3 або нижче, що досягається шляхом розбавлення водою).

Переваги.

На відміну від традиційного ігібітора гідратоутворення на основі метанолу – не токсичний і екологічно повністю безпечний.

Відсутність у складі ІГК сульфатних і карбонатних йонів виключає утворення нерозчинних сполук і закупорювання технологічного обладнання.

Має низьку температуру замерзання (для розчинів з густиною 1280 кг/м^3 – нижче 50 ^{o}С).

Характеризується високим інгібуючим впливом на глинисті породи.

Має порівняно низьку корозійну активність.

Обмеження.

ІГК як рідина глушіння не повинен застосовуватися на свердловинах, де при первинному розкритті продуктивних пластів використовувались реагенти, що утворюють нерозчинні сполуки при контакті з полівалентими солями.

ІГК, як і інші гомогенні розчини солей, характеризується необмеженою фільтрацією, що може призвести до утворення значної за розмірами зони проникнення в пласті.

Утворення нерозчинних осадів у пласті можливе при контакті ІГК із сульфатними або карбонатними пластовими водами. У зв'язку з

цим, перед застосуванням ІГК як рідини глушіння, необхідне проведення аналізів його сумісності з пластовою водою.

6.6. Лабораторні прилади та обладнання для дослідження властивостей промивальних і спеціальних технологічних рідин

Основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідинам. Тому промивальним рідинам у технології буріння свердловин (первинного і відновлювального) приділяється особлива увага. Технологічні властивості промивальних рідин поінтервально регламентуються проєктами на споруджування свердловин і повинні чітко дотримуватись. Питаннями вивчення технологічних властивостей промивальних рідин займаються спеціалізовані лабораторії. Пріоритетним напрямом діяльності таких лабораторій є використання сучасних систем дослідження промивальних і спеціальних рідин.

Рецептури промивальних і спеціальних рідин розробляють для конкретних гірничо-геологічних умов. Лабораторні дослідження хімічних реагентів і промивальних рідин дають змогу успішно втілювати проєкти з буріння свердловин.

В Україні бурові компанії підтримують і розширюють ділові контакти і науково-технічну співпрацю з дослідними інститутами України та зарубіжними сервісними компаніями «Baroid» («Halliburton»), «Sirius» (Germany) тощо.

Досвід бурових компаній з використання нових технологій промивання свердловин накопичено на родовищах України, в тому числі і на шельфах Чорного та Азовського морів, близького і далекого зарубіжжя.

Інженерно-технічний супровід у напрямку промивальних рідин охоплює:

– розробку рецептур рідин і програм промивання свердловин;

– забезпечення необхідними матеріалами і хімічними реагентами;

– контроль і підтримання параметрів промивальних рідин на об’єктах;

– надання в оренду промивальних рідин (за необхідності);

– безпечну утилізацію відходів буріння.

У спеціалізованих компаніях працюють центральні науково-дослідні лабораторії (рис. 6.7). Крім того, на об’єктах фахівці

виконують роботи в польових вагон-лабораторіях, укомплектованих сучасними обладнанням і приладами за стандартами API[22] (API RP 13B-1; API RP 13A; API 13I), що відповідає:

– ДСТУ ISO 10414-1:2013 Нафтова та газова промисловість. Випробовування промивальних рідин в умовах експлуатування. Частина 1. Промивальні рідини на водній основі (ISO 10414-1:2008, IDT);



Рисунок 6.7 – Центральна науково-дослідна лабораторія промивальних і спеціальних рідин НТП "Бурова техніка" (Полтава)

[22]Американський нафтовий інститут, The American Petroleum Institute, зазвичай згадуваний як API, це головна недержавна організація в галузі нафти й газу в США, до якої входять представники близько 400 корпорацій, що займаються видобуванням, переробкою, збутом та іншими аспектами промисловості.

– ДСТУ ISO 13500:2017 (ISO 13500:2008; Cor.1:2009; Amd.1:2010, IDT) Нафтова та газова промисловість. Матеріали для промивальних рідин. Технічні вимоги та випробування;

– ДСТУ EN ISO 10416:2019 (EN ISO 10416:2009, IDT; ISO 10416:2008, IDT) Промисловість нафтова та газова. Промивальні рідини. Лабораторні випробування

За необхідності, спеціалізованими компаніями надаються мобільні складські приміщення, обладнання для приготування та очищення промивальних рідин, для відділення відходів буріння та фільтрації бурових стічних вод.

Фізико-хімічні лабораторії виконують такі функції:

– проведення оперативних досліджень (розроблення рецептур кислотних, водоізоляційних і полімерних розчинів), підбір інгібіторів і тестування на корозію з можливістю моделювання впливу пластових умов (до 180 ^{o}C);

– виконання лабораторного аналізу хімічних систем на взаємодію зі свердловинними флюїдами, керном, шламом, промивальними рідинами та внутрішньосвердловинним обладнанням.

Обладнання дозволяє визначати понад 30 параметрів, які дають можливість оцінити якість і техніко-технологічні властивості промивальних рідин.

У центральній лабораторії проводять:

– контроль і розширені дослідження проб промивальних рідин;

– контроль якості хімічних реагентів і матеріалів;

– забезпечення польових лабораторій обладнанням і витратними матеріалами.

Польові вагон-лабораторії комплектуються необхідними приладами для контролю параметрів промивальної рідини на свердловині (рис. 6.8, 6.9).



Рисунок 6.8 – Польовий вагон-лабораторія промивальних рідин (НТП "Бурова техніка")

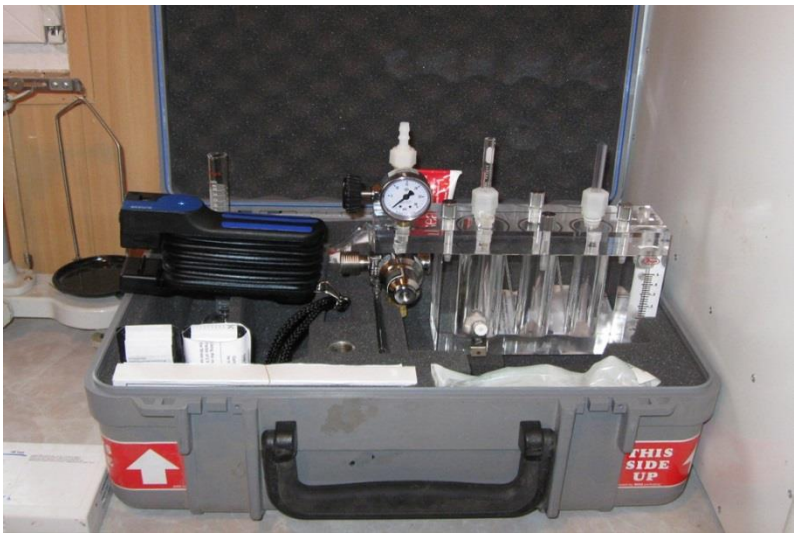


Рисунок 6.9 – Польове обладнання лабораторії промивальних рідин



Рисунок 6.10 – Вимірювання умовної в’язкості промивальної рідини на буровій у польових умовах (НТП "Бурова техніка")



Рисунок 6.11 – Автоцистерна для перевезення промивальних і спеціальних рідин компанії Geo Synthesis engineering (Полтава)

Стандартний набір приладів польової лабораторії дає можливість вимірювати 25 показників, які відображаються у добовому рапорті. За необхідності польову лабораторію доукомплектовують спеціальними приладами.

Розглянемо основні технологічні властивості промивальних і спеціальних рідин, застосовуваних при бурінні свердловин, і прилади для їх визначення.

Густина – це маса одиниці об'єму промивальної рідини (ρ, кг/м^3). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати в свердловині гідродинамічні і гідростатичні функції:

а) утримувати у завислому стані і виносити зі свердловини частинки вибуреної породи;

б) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою уникнення нафтогазопроявів і збереження цілісності стінок свердловини;

в) забезпечення зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається *уявною*, а густина рідини без вмісту газу – *дійсною*.

У лабораторних умовах густина вимірюється за допомогою пікнометрів, ареометрів (рис. 6.12) і механічних (важільних) ваг.



Рисунок 6.12 – Вимірювання густини промивальної рідини за допомогою ареометра АБР-1М

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини АБР-1М складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною при замірюванні і прикріпляється до поплавка. На поверхні циліндричної частини поплавка, герметизованої корком, нанесені дві шкали для

заміру густини в межах 900 – 1700 кг/м^3 і 1600 – 2400 кг/м^3. Прилад зберігають у футлярі, який закривається кришкою, що служить ємністю для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у футлярі (ємності), на лівій шкалі відраховують величину відносної густини. При повному зануренні ареометра відкручують знімний тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густину на правій шкалі для більшої густини.

Умовна в'язкість – це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Зі збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи, утруднюється перенесення енергії від насосу до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

Для оперативного якісного оцінювання умовної в'язкості промивальної рідини використовують віскозиметр ВП-5 (конусна лійка Марша за API 13B) (рис. 6.13).



Рисунок 6.13 – Вимірювання умовної в'язкості віскозиметром ВП-5 (конусна лійка Марша за API 13B)

Кількісно умовну в'язкість оцінюють за тривалістю витікання 500 см^3 ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ВП-5 (конусна лійка Марша за API 13B), в якій налито 700 см^3. Для перевірки приладу замірюють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500 см^3 води повинен бути (15 ± 0,5) с.



Для визначення реологічних характеристик промивальних рідин використовують ротаційні віскозиметри.

Віскозиметр OFITE 800 за стандартом API 13B (рис. 6.14) дозволяє визначати реологічні характеристики, зокрема, статичне напруження зсуву промивальної рідини при кімнатній і підвищеній температурах (до 90°С).

Рисунок 6.14 – Вимірювання реологічних властивостей 8-швидкісним віскозиметром OFITE 800

Тиксотропні властивості. Тиксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру у стані спокою і втрачати її при перемішуванні. Міцність утворюваної суспензією структури у стані спокою називають *статичним напруженням зсуву* (СНЗ). СНЗ – це те напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокою міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (θ_1), яке заміряють через 1 хв. спокою після інтенсивного перемішування, і другим (θ_{10}), яке заміряють після 10 хв. спокою. Перша величина (θ_1) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють у паскалях (Па) приладом СНС-2 (рис. 6.15) або ротаційним віскозиметром.





Рисунок 6.15 – Вимірювання статичного напруження зсуву (СНЗ) на приладі СНС-2

Про ступінь тиксотропності судять за різницею $\theta_{10} - \theta_1$, або їх відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тиксотропніша суспензія. Для буріння у більшості випадків бажано використовувати низькотиксотропні рідини, в яких θ_1 достатнє для утримання у завислому стані вибурених частинок породи у стовбурі свердловини після припинення циркуляції.

*Фільтраційні властивос*ті промивальної рідини. *Показник фільтрції* (*Ф*) вимірюється у $см^3/30$ хв і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись у стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв при фільтруванні через паперовий фільтр площею 44 $см^2$ (діаметром 75 мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають *показником фільтрації* $Ф_{30}$.

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших чинників. Фільтрація зменшується із збільшенням вмісту колоїдних частинок, зростає при збільшенні концентрації грубодисперсних частинок (наприклад, обважнювача), а також із підвищенням температури. При збільшенні перепаду тиску фільтрація, як правило, зростає.

Фільтрація у статичних умовах завжди суттєво менша, ніж при русі промивальної рідини. Це пояснюється тим, що у спокої проникність фільтраційної кірки зменшується у міру утворення нових її шарів, із часом процес фільтрації дисперсійного середовища може взагалі припинитись. При русі промивальної рідини в якийсь момент наступає рівновага між відкладенням нових шарів кірки і змивом їх потоком рідини, що рухається вздовж поверхні фільтру, і швидкість фільтрування дисперсійного середовища стабілізується. Чим більша швидкість руху, тим вища, за інших рівних умов, фільтровіддача.

Фільтраційні властивості вимірюють у статичних умовах за допомогою приладу ВМ-6 (рис. 6.16). Прилад ВМ-6 складається з напірного і фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.

У напірний вузол входить циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на "нуль" і спуску надлишкового мастила з циліндра у нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням фільтраційного стакана гумовим корком. Досліджуваний розчин заливається у фільтраційний стакан із завчасно змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчений циліндр, заповнений поверх розчину оливою. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

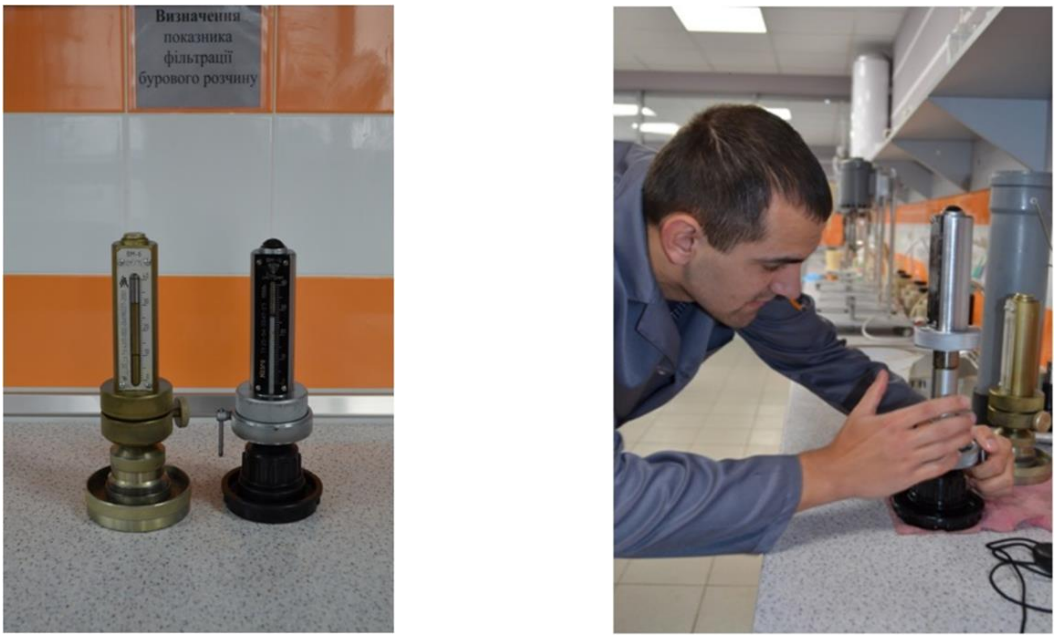


Рисунок 6.16 – Вимірювання показника фільтрації приладом ВМ-6

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попередити інтенсивну фільтрацію в пласт та ін. У той же час утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень (затяжок, прихоплень) у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

Вимірювання статичної фільтрації за стандартом API 13B проводиться фільтр-пресом настільним (рис. 6.17).

Фільтр-прес настільний за стандартом API 13B призначений для вимірювання статичної фільтрації при кімнатній температурі і перепаду тиску 0,7 МПа.




Рисунок 6.17 – Вимірювання статичної фільтрації фільтр-пресом настільним за стандартом API 13B

Фільтр-прес (рис. 6.18) призначений для імітації умов на вибої свердловини. Дозволяє визначати фільтраційні властивості в умовах високої температури і високого тиску (HPHT). Температура випробувань може досягати 175°C, тиск – понад 2 000 psi (13,8 МПа). Як заміну фільтрувального паперу можливе використання керамічних дисків із порами різного діаметру, що дозволяє моделювати умови пласта.



Рисунок 6.18 – Прилад фільтр-прес (HPHT) за стандартом API 13B для визначення фільтрації при високому тиску та високій температурі

Статичний коефіцієнт тертя кірки визначається за допомогою приладу КТК-2 (рис. 6.19). На циліндричну поверхню, яка знаходиться на рухомій плиті основи-столика, встановлюють фільтр з кіркою і поміщають на неї циліндр, протертий спиртом. Через 10 хв приводять в рух плиту. Столик піднімається під кутом до

горизонтальної поверхні і визначається мінімальний кут тертя φ в градусах, при якому циліндр втрачає рівновагу і починає сповзати. За таблицею знаходимо коефіцієнт тертя кірки $K = \text{tg}\,\varphi$.

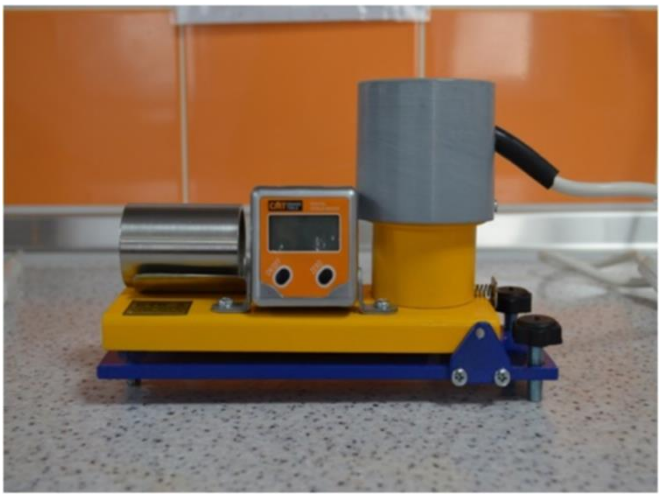


Рисунок 6.19 – Прилад для визначення коефіцієнту тертя фільтраційної кірки КТК-2

Реторти (рис. 6.20) призначені для отримання інформації про вміст води, вуглеводнів і твердої фази, що є основою для регулювання властивостей промивальної рідини, таких як водонафтовий фактор, густина, фільтрація і солоність рідкої фази. Вивчення седиментаційних властивостей у промивальних рідинах необхідне для оцінки в'язкості.



Під час тестування відомий об’єм рідини нагрівають у камері реторти для випарювання складових рідини. Пара конденсується і збирається у мірний циліндр. Відсоткове співвідношення об’ємів як зважених, так і розчинених речовин обчислюють шляхом віднімання загального кінцевого об’єму від початкового об'єму рідини.

Рисунок 6.20 – Реторта OFITE за API 13B

Знання про вміст води, нафти і твердих частинок є фундаментальним для належного контролю властивостей промивальної рідини. Поточний контроль вмісту води, нафти і твердих частинок у процесі буріння дозволяє точно регулювати співвідношення нафти і води, реологію, густину, фільтрацію і солоність водної фази. Знання вмісту твердих частинок у

промивальній рідині на вуглеводневій основі важливе для підбору обладнання для видалення твердої фази.

Знімні камери реторт OFITE розраховані на 50 мл, 20 мл або 10 мл. OFITE випускає реторти на 50 і 20 мл із цифровими температурними контролерами, що дають оператору можливість установки температури і знижують ймовірність перегріву. Лампа-індикатор загоряється на початку випробування і відключається після його закінчення. Камера, нагрівач, скляний посуд і приналежності знаходяться у портативному футлярі, виготовленому з нержавіючої сталі.



Водневий показник pH – це логарифм концентрації водневих йонів у фільтраті промивальної рідини, взятий із протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища pH = 7, лужного середовища
7 < pH ≤ 14, кислого 1 ≤ pH < 7. Водневий показник має важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні pH. При pH < 7 суттєво інтенсифікується корозія стальних труб, а при pH ≥ 10 – труб із алюмінієвих сплавів.

Рисунок 6.21 – Прилад pH-метр і смужковий колориметричний тестер для визначення водневого показника pH, який характеризує концентрацію йонів водню у промивальній рідині

Контрольні питання

1. Які основні вимоги ставляться до промивальних рідин?

2. Які чинники слід враховувати при виборі промивальної рідини для горизонтальних свердловин?

3. Якими властивостями повинні володіти промивальні рідини для проходження горизонтальних ділянок свердловин?

4. Якими властивостями повинні володіти промивальні рідини для відкриття продуктивних пластів?

5. При виконанні яких робіт у свердловинах використовуються технологічні рідини?

6. Які технологічні рідини називають рідинами на вуглеводневій основі?

7. Як впливають технологічні рідини на колекторські властивості пластів?

8. Якими приладами вимірюють густину промивальних рідин?

9. Якими приладами вимірюють умовну в'язкість промивальних рідин?

10. Якими приладами вимірюють реологічні характеристики промивальних рідин?

11. Якими приладами вимірюють статичне напруження зсуву промивальної рідини?

12. Якими приладами вимірюють показники фільтрації промивальної рідини при кімнатній температурі?

13. Якими приладами вимірюють показники фільтрації промивальної рідини при вибійних умовах свердловини?

14. Якими приладами вимірюють коефіцієнт тертя кірки промивальної рідини?

15. Якими приладами вимірюють водневий показник pH промивальної рідини?

16. Які основні вимоги ставляться до промивальних рідин?

17. Які чинники слід враховувати при виборі промивальної рідини для горизонтальних свердловин?

7. ТАМПОНАЖНІ МАТЕРІАЛИ ДЛЯ ЯКІСНОГО ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

При споруджуванні нафтових і газових свердловин в Україні бурові підприємства зустрічаються зі складними гірничо-геологічними умовами (аномально низькі та високі пластові тиски, високі пластові температури, висока полімінеральна агресія пластових вод тощо). Для цементування свердловин у таких умовах, особливо із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами, потрібні якісні тампонажні матеріали з технологічними властивостями, які відповідають пластовим умовам.

Однією з найгостріших проблем, яка спричиняє втрати нафти і газу, забруднення надр, погіршення екологічної обстановки, створює загрозу пожеж є заколонні перетоки, що виникають у процесі освоєння та експлуатації нафтових і газових свердловин внаслідок ряду причин. Заколонні перетоки свідчить про недостатню ефективність технологій кріплення свердловин, що застосовуються (недосконалість технічних засобів і тампонажних матеріалів), які не запобігають виникненню каналів у цементному камені та на контакті його з породою чи обсадною колоною, руйнуванню цементного кільця від наслідків корозії та навантажень.

Основними причинами заколонних міжпластових перетоків є:

– тріщини, які виникають у гірському масиві у процесі буріння свердловини;

– неповне витіснення промивної рідини у процесі цементування;

– незмита глиниста кірка;

– канали, утворені в тампонажному розчині на контакті з іншими поверхнями внаслідок відділення води;

– канали, утворені газом, що піднімається по стовпу тампонажного розчину;

– пустоти в тілі цементного каменю, який не встиг набрати достатньої міцності, заповнені надлишковою водою замішування;

– щілини між глинистою кіркою і гірською породою, заповнені водою;

– пустоти між глинистою кіркою і цементним каменем, заповнені водою, які виникають унаслідок синерезису фаз промивальної рідини і тампонажного розчину;

– проміжки між цементним каменем та обсадними трубами і стінками свердловини, що утворюються внаслідок відділення з тампонажного розчину надлишкової води і контракції;

– тріщини, які з’являються у цементному камені у процесі перфорації продуктивного горизонту.

Нестабільність технологічних властивостей тампонажного розчину у процесі його приготування і закачування призводить до формування в затрубному просторі неоднорідного стовпа тампонажного розчину, седиментації твердої фази та відділення надлишкової води. Внаслідок цього в заколонному просторі утворюються заповнені водою пустоти, а у СПС може формуватись канал вірогідної міграції флюїду.

7.1. Тампонажні матеріали, що розширюються при тужавінні

Дослідженнями встановлено, що при твердінні цементний камінь з більшості тампонажних цементів має тенденцію до деформації усадки, дія якої є негативним чинником для надійного розмежування пластів. Як правило, це є головною причиною неякісного цементування.

Для одержання стійкого герметичного і довговічного контакту цементного кільця з обсадною колоною і стінками свердловини та ущільнення фільтраційної глинистої кірки на пористих гірських породах з метою запобігання утворенню міжпластових заколонних перетоків, перспективним є застосування тампонажних матеріалів, що розширюються при тужавінні.

Зольні тампонажні суміші, що розширюються при тужавінні (ЗТСР), призначені для цементування нафтових і газових свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Зольні тампонажні суміші забезпечують високу якість розмежування гірських порід і нафтогазоносних горизонтів при цементуванні свердловин у температурному інтервалі 50 – 160 ^{o}C. Відмінністю зольних тампонажних сумішей є низька активність системи, що забезпечує високу термостійкість цементного каменю.

Історична довідка. Зольні тампонажні суміші, що розширюються при тужавінні, належать до класу безклінкерних цементів автоклавного тужавіння. Компоненти, що входять до їх складу: дрібнодисперсна висококальцієва зола – побічний продукт від спалювання прибалтійських горючих сланців на теплових електростанціях (м. Нарва, Естонія), яка у великих кількостях накопичується в електрофільтрах системи очищення та дрібнодисперсні кислі золи-виносу – побічні багатотоннажні продукти від спалювання кам’яного вугілля на теплових електро-

станціях (Ладижине, Курахове та ін., Україна), що накопичуються в бункерах очисної системи і містять велику кількість кремнезему.

Зольні тампонажні суміші розроблені в Полтавському відділенні УкрДГРІ і пройшли промислове випробування на бурових підприємствах Міністерства геології України.

Переваги. Висока корозійна стійкість при вилуговуванні і в полімінеральних агресивних середовищах, розширення тампонажного матеріалу в процесі тужавіння, високі показники міцності й адгезії з металом обсадних труб, низька густина тампонажного розчину.

Обмеження. Внаслідок низької активності в'яжучого матеріалу зольні суміші не застосовують при температурах в інтервалі цементування нижчих за 50 °С.

Склад тампонажного матеріалу:

зола висококальцієва (естонська): 30 – 70 мас. %;

зола кисла (ладижинська або курахівська): 30 – 70 мас. %;

водосумішеве відношення (В/С): 0,40 – 0,55.

Параметри тампонажного матеріалу:

густина тампонажного розчину: 1540 – 1700 кг/м^3;

розтічність тампонажного розчину: 0,19 – 0,22 м;

відносне розширення: 0,4 – 3,0 %;

температура застосування: 50 – 160 °С.

Технологічні властивості зольних тампонажних сумішей, що розширюються при тужавінні, наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Технологічні властивості зольних тампонажних сумішей, що розширюються при тужавінні (ЗТСР)

Склад суміші, мас. %			В/С	Розтічність, м	Густина, кг/м^3	Міцність (при t = 75 °С, P = 30 МПа), згин/стиснення, МПа		
Висококальцієва зола (естонська)	Кисла зола (ладижинська)	Кисла зола (курахівська)				2 доби	7 діб	28 діб
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	70	–	0,40	0,19	1790	5,2/11,0	7,2/12,1	7,6/15,8
50	50	–	0,50	0,21	1720	6,2/13,1	7,2/16,2	8,0/16,8
70	30	–	0,45	0,19	1740	6,8/16,5	7,0/16,0	7,1/19,6

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	–	70	0,55	0,19	1540	3,9/10,1	4,2/11,1	5,1/13,2
50	–	50	0,55	0,22	1570	5,1/10,5	5,5/10,9	8,5/11,5
70	–	30	0,55	0,20	1620	6,5/13,9	7,1/15,1	9,1/16,8

Тампонажний матеріал, що розширюються при тужавінні (ТМР), призначений для цементування нафтових і газових свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Тампонажний матеріал, що розширюється при тужавінні, забезпечує високу якість розмежування гірських порід і нафтогазоносних горизонтів при цементуванні свердловин у температурному інтервалі 75 – 150 ^{o}C. Відмінністю тампонажного матеріалу є висока термостійкість цементного каменю.

Історична довідка. Рецептури тампонажного матеріалу, що розширюється при тужавінні, розроблені на основі стандартного портландцементу ПЦТІ-100 і шлакопортландцементу ШПЦС-120 та розширювальної домішки ДМО (мелена доломітова мука обпалена) – побічного продукту випалювання металургійного доломіту в обертових печах, яка містить велику кількість вільних оксидів кальцію і магнію.

Тампонажний матеріал, що розширюється при тужавінні, пройшов промислове випробування при цементуванні обсадних колон в експлуатаційних свердловинах на бурових підприємствах БУ «Укрбургаз».

Переваги. Високі показники міцності й адгезії, низькі показники газопроникності. Відносне розширення каменю при тужавінні достатнє для якісного розмежування пластів у свердловинах і запобігання заколонних газонафтоводопроявів і міжколонних перетоків.

Обмеження. Тампонажний матеріал на основі портландцементу ПЦТІ-100 застосовують при температурах від 75 ^{o}C до 100 ^{o}C, тампонажний матеріал на основі шлакопортландцементу ШПЦС-120 застосовують при температурах від 100 ^{o}C до 150 ^{o}C.

Склад тампонажного матеріалу:

портландцемент ПЦТІ-100 або шлакопортландцемент ШПЦС-120: 80 – 90 мас. %;

ДМО (мелена доломітова мука обпалена): 20 – 10 мас. %;

водосумішеве відношення (В/С): 0,48 – 0,50.

Параметри тампонажного матеріалу:
густина тампонажного розчину: 1740 – 1830 кг/м^3;
розтічність тампонажного розчину: 0,20 – 0,215 м;
відносне розширення: 0,6 – 8,5 %;
температура застосування: 75 – 150 ^{o}C.

Технологічні властивості рецептур тампонажного матеріалу, що розширюється при тужавінні, наведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Технологічні властивості тампонажного матеріалу, що розширюється при тужавінні (ТМР)

Склад суміші, мас. %			В/С	Міцність через 1 добу, МПа,			Адгезія до металу через 1 добу, МПа			Газопроникність через 1 добу, мкм^2·10^{-3}		
ПЦТІ-100	ШПЦС-120	ДМО		t = 75 °C P = 0,1 МПа	t = 100 °C P = 40 МПа	t = 150 °C P= 60 МПа	t = 75 °C P = 0,1 МПа	t = 100 °C P = 40 МПа	t = 150 °C P= 60 МПа	t = 75 °C P = 0,1 МПа	t = 100 °C P = 40 МПа	t = 150 °C P= 60 МПа
90	–	10	0,50	8,4	14,4	–	4,10	4,60	–	0,90	0,82	–
80	–	20	0,50	5,4	9,4	–	5,00	5,50	–	0,85	0,79	–
–	90	10	0,47	–	10,4	15,7	–	2,90	3,30	–	0,97	0,91
–	80	20	0,47	–	6,9	7,9	–	3,80	4,20	–	0,89	0,94

7.2. Тампонажні матеріали з диференційованим темпом набору міцності

Тампонажні матеріали з диференційованим темпом набору міцності (ТМДНМ) призначені для цементування нафтових і газових свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Історична довідка. Промислові дані свідчать, що значна кількість свердловин на різних газових і газоконденсатних родовищах мають заколонні перетоки і практично не придатні до ефективної експлуатації. Однією з причин цього є неякісне кріплення свердловини, зокрема, інтервалу залягання продуктивних горизонтів.

Однією з найнебезпечніших із точки зору виникання газонафтоводопроявів (ГНВП) і перетоків є початкова стадія очікування тужавіння цементу (ОТЦ). Більшість газонафтоводопроявів виникає в перші вісім годин очікування тужавіння цементу, що, як правило, пов'язано зі зниженням гідростатичного тиску стовпа цементного розчину у процесі тужавіння. У 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 через нього пластового флюїду. Це може стати причиною суфозійного каналоутворення.

Головною умовою запобігання припливу флюїду при проведенні цементувальних робіт на практиці є правильний підбір густини тампонажного розчину під час його закачування у свердловину. Але не менше значення має динаміка зміни тиску у свердловині у процесі формування структури тампонажного каменю на ранніх стадіях його гідратації. Тому виникає необхідність створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом очікування тужавіння цементу при високих технологічних властивостях тампонажного каменю та довготривалих термінах його експлуатації.

У період, коли тампонажний розчин являє собою пористе тіло, потенційна небезпека прориву флюїду максимальна. Це пов'язано з тим, що цементне кільце значною мірою моделює ідеальний ґрунт, тобто систему відкритих капілярів, які розділені тонкими стінками з продуктів гідратації і активний гідростатичний тиск на флюїдонасичений горизонт створює лише рідина замішування, що знаходиться в порах. Внаслідок депресії починається фільтрація, спочатку вільної рідини замішування, а потім і пластового флюїду. Таке явище стає причиною створення стійких суфозійних каналів внаслідок руйнування скелету цементного матеріалу, який тільки що почав формуватись.

З метою недопущення перетікань, досягнення оптимального розподілу тиску забезпечується шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння.

У вітчизняній практиці цементування при довжині нижньої секції обсадної колони, яка перекриває флюїдонасичені горизонти, більшій 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.

Призначенням дворецептурного стовпа тампонажного розчину є збереження необхідного тиску на флюїдонасичені пласти у процесі очікування тужавіння цементу. Формування коагуляційно-кристалізаційної структури цементної дисперсії супроводжується зниженням тиску на вибій свердловини. Тому важливо підібрати складовий стовп тампонажного розчину таким чином, щоб його

“верхня частина” перебувала у рідкому стані до тих пір, поки “нижня частина” не набере необхідної міцності. Величина такої міцності, коли тіло цементного кільця стає непроникним для флюїду, становить близько 1,5 МПа.

Переваги. Запобігання суфозійного каналоутворення у тілі цементу та газонафтоводопроявів і заколонних перетоків у свердловинах із високонапірними пластами при цементуванні обсадних колон.

Обмеження. Технологія не застосовується при цементуванні кондукторів та обсадних колон у разі низьконапірних пластів.

Склад тампонажного матеріалу:

Складовий (двокомпонентний) стовп стандартного тампонажного розчину, при якому його “верхня частина”, в період ОТЦ, перебуває в рідкому стані до тих пір, поки “нижня частина” не набере міцності 1,5 МПа;

НТФК (сповільнювач загущення цементу): 0,01 – 0,18 ,% від маси сухого тампонажного матеріалу.

Параметри тампонажного матеріалу:

Рецептури термостійких тампонажних розчинів на основі цементно-зольних сумішей (ЦЗТС) для підбору пар із диференційованим темпом набору міцності наведено в таблиці 7.3 (термін прокачування для даних у таблиці баротермальних умов 3, 4 і 5 годин).

Таблиця 7.3 – Рецептури тампонажних розчинів для підбору пар із диференційованим темпом набору міцності (термін прокачування для даних баротермальних умов 3, 4 і 5 годин)

№ з/п	Склад суміші, мас., %			В/С	Домішка НТФК,% від маси сухого матеріалу	Міцність при стисненні, МПа								
						t=80°С, Р=0,1 МПа			t=120°С, Р=50 МПа			t=160°С, Р=70 МПа		
	ПЦТІ-100	ЗК*	ЗЛ*			6 год.	7 год	8 год	6 год.	7 год.	8 год.	6 год.	7 год.	8 год.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	100	–	–	0,50	0,03	2,2	–	–	–	–	–	–	–	–
2	75	25	–	0,50	0,02	0,02	0,2	1,7	–	–	–	–	–	–
3	60	40	–	0,55	0,01	1,5	–	–	–	–	–	–	–	–
4	60	40	–	0,55	0,02	0	0,4	1,6	–	–	–	–	–	–
5	50	50	–	0,55	0,01	0,4	1,6	–	–	–	–	–	–	–
6	50	50	–	0,55	0,015	0	0,3	1,4	–	–	–	–	–	–

Продовження таблиці 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
7	75	–	25	0,50	0,02	0,7	1,9	–	–	–	–	–	–	–
8	60	–	40	0,45	0,01	2,0	–	–	–	–	–	–	–	–
9	50	–	50	0,45	0,015	0	1,6							–
10	60	40	–	0,55	0,06	–	–	–	1,0	3,5	–	–	–	–
11	60	40	–	0,55	0,10	–	–	–	0	0	0,9	–	–	–
12	50	50	–	0,55	0,06	–	–	–	0,2	2,6	–	–	–	–
13	50	50	–	0,55	0,10	–	–	–	0	0	0,2	–	–	–
14	60	–	40	0,45	0,06	–	–	–	0,6	3,4	–	–	–	–
15	60	–	40	0,45	0,10	–	–	–	0	1,8	–	–	–	–
16	50	–	50	0,45	0,06	–	–	–	0	3,0	–	–	–	–
17	50	–	50	0,45	0,10	–	–	–	0	0	0,2	–	–	–
18	60	40	–	0,55	0,12	–	–	–	–	–	–	0	0,5	2,2
19	60	40	–	0,55	0,18	–	–	–	–	–	–	0	0	0
20	50	50	–	0,55	0,12	–	–	–	–	–	–	0	0	1,6
21	50	50	–	0,55	0,18	–	–	–	–	–	–	0	0	0
22	60	–	40	0,45	0,12	–	–	–	–	–	–	0,2	1,5	–
23	60	–	40	0,45	0,18	–	–	–	–	–	–	0	0	0,2
24	50	–	50	0,45	0,12	–	–	–	–	–	–	0	0,2	1,6
25	50	–	50	0,45	0,18	–	–	–	–	–	–	0	0	0

Примітка. ЗК*, ЗЛ* – кислі золи теплових електростанцій, відповідно Курахівської і Ладижинської.

7.3. Полегшені тампонажні матеріали

Полегшений тампонажний матеріал (ПТМ1) призначений для цементування свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків, схильних до поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів, а також за необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один прийом.

Історична довідка. Модифіковані термостійкі цементно-зольні тампонажні суміші зі зниженою густиною тампонажного розчину (1550 ÷ 1650 кг/м^3) були створені в Полтавському відділенні УкрДГРІ у 1970-х роках на основі тампонажного портландцементу і кислої золи-виносу теплових електростанцій. Ці тампонажні матеріали одержали широке промислове застосування в геологорозвідувальних підприємствах Міністерства геології України.

Застосування сучасного реагенту-стабілізатора Duoviz дозволяє знизити густину тампонажного розчину до значень 1460 – 1530 кг/м^3, внаслідок підвищення водосумішевого відношення (В/С) розчину.

Переваги. Висока термо- і корозійна стійкість в умовах полімінеральної агресії, високі технологічні показники каменю, низька густина цементного розчину.

Обмеження. Збільшення водосумішевого відношення вище 0,97 погіршує показник водовідділення тампонажного розчину.

Склад тампонажного матеріалу:

портландцемент ПТЦІ-100: 50 – 60 мас. %;

зола кисла (курахівська): 40 – 50 мас. %;

стабілізатор Duoviz: 0,03 – 0,12 мас. % (від маси сухого матеріалу);

водосумішеве відношення (В/С): 0,70 – 0,97.

Параметри тампонажного матеріалу:

густина тампонажного розчину: 1460 – 1530 кг/м^3;

розтічність тампонажного розчину: 0,18 – 0,22 м;

температура застосування: 50 – 150 ^{o}С.

Технологічні властивості полегшеного тампонажного матеріалу (ПТМ1) наведені в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Технологічні властивості полегшеного тампонажного матеріалу (ПТМ1)

Склад суміші, мас. %		Стабілізатор Duoviz від маси сухого мат., %	В/С	Густина, кг/м^3	Розтічність, м	Водовідділення, см^3	Міцність при стисканні через 2 доби, МПа			
ПЦТІ-100	ЗК						t = 50 °С, P = 20,0 МПа	t = 75 °С, P = 30,0 МПа	t = 100 °С, P = 40,0 МПа	t = 140 °С, P = 70,0 МПа
60	40	0,12	0,97	1460	0,18	5,5	0,8	1,0	1,8	–
60	40	0,11	0,97	1460	0,19	6,0	0,9	1,1	2,0	–
60	40	0,09	0,90	1490	0,19	6,0	1,0	1,3	2,3	–
50	50	0,05	0,80	1495	0,20	3,0	1,4	1,5	3,5	3,7
50	50	0,04	0,70	1530	0,21	3,0	1,7	2,5	5,1	6,5
50	50	0,03	0,70	1530	0,22	8,0	1,8	2,5	5,2	6,7

Полегшений тампонажний матеріал (ПТМ2) призначений для цементування свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків, схильних до поглинання промивальних рідин і

тампонажних розчинів, а також за необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один прийом.

Історична довідка. В Україні цеолітове борошно виготовляє ДП Сокирницький цеолітовий завод у Закарпатті. Тонкодисперсне цеолітове борошно є ефективною домішкою для модифікації тампонажних цементів із метою зниження їх густини.

Переваги. Неусадковий цементний камінь із високими показниками адгезії.

Обмеження. Максимальна температура застосування полегшеного тампонажного матеріалу (ПТМ2) – 100 °С.

Склад тампонажного матеріалу:

портландцемент ПТЦІ-100: 55 – 70 мас. %;

тонкодисперсне цеолітове борошно (ЦБ): 30 – 45 мас. %;

водосумішеве відношення (В/С): 0,70 – 1,0.

Параметри тампонажного матеріалу:

густина тампонажного розчину: 1450 – 1620 кг/м^3;

розтічність тампонажного розчину: 0,18 – 0,22 м;

температура застосування: 20 – 100 °С.

Технологічні властивості полегшеного тампонажного матеріалу (ПТМ2) наведені в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Технологічні властивості полегшеного тампонажного матеріалу (ПТМ2)

Склад суміші, мас. %		В/С	Густина, кг/м^3	Розтічність, м	Водовідділення, см^3	Час прокачування розчину (при t = 75 °С, P=30,0 МПа), год–хв	Міцність каменю при вигині/стисканні через 2 доби, МПа			Адгезія з металом через 2 доби, МПа	
ПЦТІ-100	ЦБ						t = 22 °С P = 0,1 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа
70	30	0,70	1620	0,20	7,0	1 – 50	1,6/3,5	3,8/7,4	–	4,1	–
65	35	0,75	1580	0,20	8,0	2 – 15	1,2/2,5	2,5/5,2	2,1/5,0	4,0	3,8
60	40	0,80	1550	0,20	9,5	2 – 30	0,9/2,0	2,1/4,5	2,4/4,5	3,1	3,3
55	45	0,80	1515	0,20	7,0	2 – 50	0,7/1,6	1,7/3,6	2,0/3,8	3,0	2,9
55	45	1,0	1450	0,24	10,0	3 – 30	0,3/1,0	1,0/2,6	1,2/2,6	1,5	1,7

7.4. Поважчені тампонажні матеріали

Поважчений тампонажний матеріал (ПВТМ1) призначений для цементування свердловин у відкладах із аномально високими пластовими тисками (АВПТ).

Історична довідка. Поважчений тампонажний матеріал розроблений в Полтавському відділенні УкрДГРІ і пройшов промислові випробування в об'єднанні «Полтавнафтогазгеологія» при цементуванні експлуатаційних колон у свердловинах з АВПТ.

Для забезпечення якісної ізоляції затрубного простору в інтервалах залягання хемогенних відкладів застосовуються рецептури поважченого тампонажного матеріалу, замішані на насичених розчинах KCl.

Переваги. Безусадковість, висока міцність і низька проникність тампонажного каменю, широкий діапазон густин.

Обмеження. Максимальна температура застосування поважленого тампонажного матеріалу (ПВТМ1) 120 ^{o}C.

Склад тампонажного матеріалу:

портландцемент ПТЦІ-100: 25 – 50 мас. %;

зола кисла (ладижинська): 50 мас. % або зола кисла (курахівська): 25 мас. %;

барит: 50 мас. %;

суперпластифікатор С-3: 1 – 2 мас. % (від маси сухого матеріалу);

водосумішеве відношення (В/С): 0,28 – 0,30.

Параметри тампонажного матеріалу:

густина тампонажного розчину: 1970 – 2050 кг/м^3;

розтічність тампонажного розчину: 0,19 – 0,20 м;

температура застосування: до 120 ^{o}C.

Технологічні властивості поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ1) наведені в таблицях 7.6 і 7.7.

Поважчений тампонажний матеріал (ПВТМ2) призначений для цементування свердловин у відкладах із аномально високими пластовими тисками (АВПТ) на глибинах 4000 – 6000 м.

Історична довідка. Поважчений тампонажний матеріал пройшов промислові випробування в об'єднанні «Полтавнафтогазгеологія» при цементуванні експлуатаційних колон у свердловинах із АВПТ.

Для забезпечення якісної ізоляції затрубного простору в інтервалах залягання хемогенних відкладів застосовуються рецептури

поважченого тампонажного матеріалу, замішані на насичених розчинах KCl.

Таблиця 7.6 – Технологічні властивості розчину із поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ1)

Склад тампонажної суміші, мас. %				Рідина замішування	Пластифікатор С-3, від маси сухого матеріалу, %	В/С	Розтічність, м	Густина, кг/м^3	Водовідділення, мл
ПЦТІ-100	Кисла зола (ладижинська)	Кисла зола (курахівська)	барит						
25	–	25	50	вода	1	0,30	0,20	2040	15,0
50	50	–	–	насич.р. KCl	2	0,28	0,20	1970	0
25	–	25	50	насич.р. KCl	1	0,30	0,19	2050	2,5

Таблиця 7.7 – Технологічні властивості каменю із поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ1)

Склад тампонажної суміші, мас. част. %				В/С	Міцність каменю через 2 доби при згині /стисненні, МПа		Газопроникність через 2 доби, мкм^2·10^{-3}
ПЦТІ-100	Кисла зола (ладижинська)	Кисла зола (курахівська)	барит		Умови тужавіння цементу		
					t = 120 °C P = 40,0 МПа		t = 120 °C P = 40,0 МПа
					2 доби	28 діб	
25	–	25	50	0,30	6,8/16,0	9,0/21,0	1,35
50	50	–	–	0,28*	5,4/10,0	9,0/18,3	0,75

Примітка. * рідина замішування – насичений розчин KCl.

Переваги. Розширення, висока міцність і низька проникність тампонажного каменю, широкий діапазон густин.

Обмеження. Внаслідок низької активності поважчений тампонажний матеріал (ПВТМ2) не застосовують при температурах в інтервалі цементування нижчих за 50 °С.

Склад тампонажного матеріалу:

зола висококальцієва (естонська): 20 – 30 мас. %;

зола кисла (ладижинська): 25 – 30 або зола кисла (курахівська): 10 – 25 мас. %;

барит: 40 – 60 мас. %;

суперпластифікатор С-3: 1 – 2 мас. % (від маси сухого матеріалу);

водосумішеве відношення (В/С): 0,22 – 0,33.

Параметри тампонажного матеріалу:

густина тампонажного розчину: 1950 – 2270 кг/м^3;

розтічність тампонажного розчину: 0,18 – 0,20 м;

температура застосування: 50 – 160 ^{o}С.

Технологічні властивості поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ2) наведені в таблицях 7.8 і 7.9.

Таблиця 7.8 – Технологічні властивості розчину із поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ2)

Склад тампонажної суміші, мас. %				Рідина замішування	Пластифікатор С-3, від маси сухого матеріалу, %	В/С	Розтічність, м	Густина, кг/м^3	Водовідділення, мл
Висококальцієва зола (естонська)	Кисла зола (ладижинська)	Кисла зола (курахівська)	барит						
20	–	20	60	вода	2	0,28	0,19	2110	12,5
30	–	10	60	вода	1	0,28	0,20	2150	15,0
25	–	25	50	вода	2	0,28	0,18	2040	7,5
25	25	–	50	вода	1	0,25	0,20	2190	12,5
20	20	–	60	вода	1	0,23	0,20	2270	15,0
30	30	–	40	вода	2	0,22	0,19	2140	7,5
25	25	–	50	насич.р. KCl	1	0,25	0,18	2230	0
25	–	25	50	насич.р. KCl	1	0,33	0,19	1950	2,5

7.5. Комбінована (миючо-витіснювальна) буферна рідина КБР

Комбінована (миючо-витіснювальна) буферна рідина КБР призначена для забезпечення максимального витіснення промивної рідини із затрубного простору свердловини тампонажним розчином під час проведення процесу цементування.

Історична довідка. Комбінована буферна рідина КБР розроблена у Полтавському відділенні УкрДГРІ і пройшла промислові випробування в НТП “Бурова техніка” при цементуванні вертикальної 245 мм проміжної колони та горизонтальної 146 мм експлуатаційної

колон (хвостовика) на свердловині № 45 Прилуцького нафтового родовища.

Таблиця 7.9 – Технологічні властивості каменю із поважченого тампонажного матеріалу (ПВТМ2)

Склад тампонажної суміші, мас. %				В/С	Міцність каменю через 2 доби при згині /стисненні, МПа				Газопроникність через 2 доби, мкм^2·10^{-3}	
					Умови тужавіння цементу					
Висококальцієва зола (естонська)	Кисла зола (ладижинська)	Кисла зола (курахівська)	барит		t = 120 °С P = 40,0 МПа		t = 160 °С P = 60,0 МПа		t = 120 °С P = 40,0 МПа	t = 160 °С P = 60,0 МПа
					2 доби	28 діб	2 доби	28 діб		
20	–	20	60	0,28	1,0/2,3	2,5/4,5	1,6/3,0	3,6/7,5	2,10	1,36
25	–	25	50	0,28	1,8/3,1	3,3/6,2	1,7/3,3	5,7/12,5	1,17	1,14
25	25	–	50	0,25	1,0/2,1	2,7/4,3	3,3/6,3	5,0/9,6	1,98	1,36
20	20	–	60	0,23	0,8/1,7	2,0/4,0	2,1/4,4	4,5/8,7	-	-
25	25	–	50	0,25*	1,5/3,5	3,8/8,9	3,4/7,4	5,1/11,0	2,40	2,12
25	–	25	50	0,33*	1,7/4,0	4,3/9,0	2,3/4,8	3,8/7,5	2,50	1,81

Примітка: * рідина замішування – насичений розчин KCl.

Комбіновану (миючо-витіснювальну) буферну рідину КБР, яка поєднує функції відділення промивної рідини від тампонажного розчину з миючими й очищувальними властивостями, використовують для забезпечення максимального витіснення промивальної рідини із затрубного простору свердловини тампонажним розчином.

Переваги. Висока ефективність при використанні комбінованої буферної рідини КБР досягається внасідок підвищених абразивних якостей КБР у поєднанні з її відносно низькими реологічними параметрами, що забезпечують турбулентний режим висхідного потоку в заколонному просторі і, відповідно, високий ступінь заміщення промивальної рідини тампонажним розчином. У випадку, якщо частина витіснювальної порції КБР у процесі цементування не буде заміщена тампонажним розчином, вона при тужавінні утворює однорідний з тампонажним розчином камінь у заколонному просторі.

Обмеження. При цементуванні горизонтальних ділянок обсадних колон режим протискування тампонажного розчину повинен бути турбулентний.

Склад буферної рідини. КБР перед закачуванням тампонажного розчину у свердловину вміщує дві порції: перша – миюча порція складається з 0,03 % водного розчину сульфанолу або 0,01 % водного розчину НТФК, друга – витіснювальна порція складається з тампонажного матеріалу, що використовується у процесі цементування з підвищеним водосумішевим відношенням, яке, як правило, приймається рівним 0,8 для зниження реологічних параметрів і поліпшення умов турбулізації.

Об'єм першої порції 5 $м^3$, другої – 0,2 – 0,5 від об'єму інтервалу цементування.

Визначальним критерієм при виборі необхідного об'єму другої витіснювальної порції КБР є тривалість її взаємодії зі стінками свердловини, який, при заданому режимі прокачування, повинен бути не менше ніж 10 – 15 хвилин. При невеликих інтервалах цементування кількість витіснювальної порції КБР приймається рівною об'єму інтервалу цементування.

Параметри буферної рідини. У процесі цементування потрібно створювати турбулентний режим протискування тампонажного розчину (число Re = 3000). Якщо цього досягнути неможливо, то необхідно забезпечити протискування тампонажного розчину у пробковому режимі (число Re = 100). Консистенція тампонажного розчину у консистометрі при турбулентному режимі не повинна перевищувати 10 Вс, при пробковому – 30 Вс.

7.6. Лабораторні прилади та обладнання для дослідження технологічних властивостей тампонажних матеріалів

Важливу роль у забезпеченні якісного кріплення свердловин належить тампонажним матеріалам. Тому тампонажним матеріалам у технології кріплення свердловин приділяється особлива увага. Їх технологічні властивості регламентуються проєктами на спорудження свердловин. Рецептури тампонажних розчинів розробляють спеціалізовані лабораторії для конкретних гірничо-геологічних умов.

Інженерно-технічний супровід у напрямку тампонажних матеріалів охоплює:

– розробку рецептур тампонажних матеріалів і програм цементування свердловин;

– забезпечення необхідними матеріалами і хімічними реагентами;

– контроль і підтримання параметрів тампонажних розчинів на об’єктах під час цементування.

Науково-дослідні лабораторії спеціалізованих компаній чи науково-дослідних установ (рис. 7.1) укомплектовані сучасним обладнанням і приладами, які дають змогу проводити комплекс досліджень тампонажних матеріалів за методиками і стандартами Американського нафтового інституту (API): серія стандартів API 10/ISO 10426/EN 196, що відповідає національним стандартам ДСТУ EN 196 Методи випробування цементу.



Рисунок 7.1 – Науково-дослідна лабораторія тампонажних матеріалів (ІФНТУНГ)

Дослідження властивостей тампонажного цементу передбачає: визначення густини, дисперсності та насипної маси.

Дослідження властивостей тампонажних розчинів передбачає визначення: уявної та істинної густини, розтічності, консистенції за нормальних умов і з моделюванням термобаричних умов, водовіддачі за нормальних умов і фільтрації з моделюванням термобаричних умов, реологічних властивостей, часу початку та кінця тужавіння.

Дослідження цементного каменю включає: формування балочок різних розмірів за нормальних і термобаричних умов, визначення міцності каменю на стиск і вигин та його проникності, оцінку ступеня усадки або розширення каменю у процесі тужавіння.

Для приготування тампонажних розчинів у лабораторних умовах за вимогами стандарту ДСТУ.Б В-2-7-88-99 Портландцементи тампонажні. Технічні умови використовують спеціальні мішалки, зокрема показані на рисунках 7.2, 7.3.

Мішалка постійної швидкості OFITE Модель 20 призначена для приготування тампонажних розчинів за вимогами ISO 10426-2, розд. 5 (Максимальна кількість обертів 12000 хв$^{-1}$) (рис. 7.3).



Рисунок 7.2 – Мішалка SKS-1000



Рисунок 7.3 – Мішалка постійної швидкості OFITE Модель 20

Лабораторні прилади для дослідження технологічних властивостей тампонажних розчинів

Густина тампонажного розчину визначається густинами речовин або матеріалів, що входять до його складу та їх кількісним співвідношенням:

$$\rho_{\text{тр}} = \frac{(1+W)\rho_{\text{ц}}\rho_{\text{р}}}{W\,\rho_{\text{ц}}\rho_{\text{р}}}, \qquad (7.1)$$

де W – водоцементне відношення.

$\rho_{\text{т.р}}$, $\rho_{\text{ц}}$, $\rho_{\text{р}}$ – відповідно густина тампонажного розчину, цементу і рідини замішування.

Густину тампонажного розчину визначають за допомогою ареометрів, важільних ваг або мірної посудини (пікнометра).



Рисунок 7.4 – Ареометр АБР-1М



Рисунок 7.5 – Ваги важільні OFITE OFI Atmospheric



Рисунок 7.6 – Ваги важільні OFITE OFI Pressurized

Для визначення істинної та уявної густини тампонажних розчинів в лабораторії використовують ареометр АБР-1М (рис. 7.4), ваги важільні OFITE OFI Atmospheric (рис. 7.5), ваги важільні OFITE OFI Pressurized (рис. 7.6).

Рухливість цементного розчину характеризується розтічністю, консистенцією та реологічними параметрами.

Найпоширеніший метод оцінки рухливості тампонажних розчинів – визначення розтічності за конусом розпливу. Він ґрунтується на замірі діаметра розпливання тампонажного розчину, який поміщають у конічну форму стандартних розмірів, встановлену на скляну поверхню після того, як форму піднімають з поверхні вертикально вгору (рис. 7.7).



Рисунок 7.7 – Конус розпливу

Здатність тампонажного розчину до прокачування точніше можна визначити за величиною опору, що виникає при його перемішуванні лопатевою мішалкою. При цьому інтенсивність перемішування тампонажного розчину повинна відповідати інтенсивності його перемішування під час руху у свердловині у процесі цементування. Прилади, в яких використовується цей

принцип визначення прокачуваності, називаються *консистометрами* (рис. 7.8 – 7.10), а замірюваний параметр прокачуваності – *консистенцією*. Шкала приладу має поділки в умовних одиницях консистенції (УОК), а в консистометрах виготовлених за стандартами API в одиницях консистенції Бердена (Вс). За одиницю УОК беруть кут, на який повернеться рамка приладу, якщо стакан буде заповнений ньютонівською рідиною з динамічною в'язкістю 1 мПа·с.

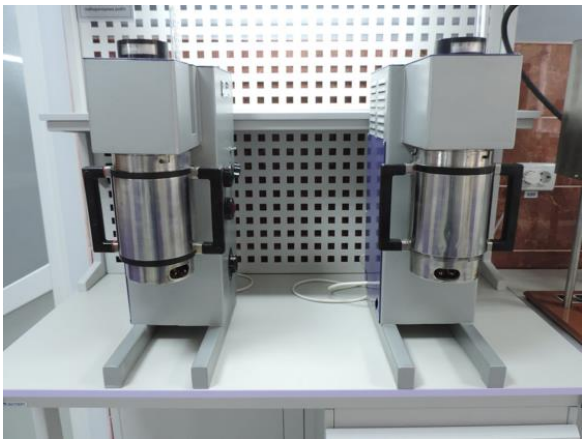


Рисунок 7.8 – Консистометр КЦ-5



Рисунок 7.9 – Консистометр SKS-5025

Консистенція (*густота*) – це величина, обернена рухливості. У міру того, як розвивається процес гідратації, консистенція змінюється. Задовільно рухливими вважаються розчини, консистенція яких протягом часу, достатнього для транспортування їх у свердловину, не перевищує (10–15) УОК.

Консистометр КЦ-5 (рис. 7.8) призначений для визначення консистенції тампонажних розчинів при нормальному тиску та максимальній температурі до 90 °С.

Консистометр SKS-5025 (рис. 7.9) призначений для визначення консистенції тампонажних розчинів при нормальному тиску та максимальній температурі до 95 °С. Виконує кондиціонування тампонажних розчинів для проведення інших видів досліджень.



Консистометр КЦ-3 (рис. 7.10) призначений для визначення консистенції тампонажних розчинів при заданих термобаричних умовах до 200 °С і тисках 100 МПа.

Рисунок 7.10 – Консистометр КЦ-3

Віскозиметр OFITE 800 (рис. 7.11) призначений для визначення реологічних властивостей тампонажних розчинів при кімнатній і підвищеній (до 90°С) температурах.



Проникність для рідин і газів є наслідком наявності у цементному камені зв'язаної системи пор. Під *проникністю тампонажного каменю* розуміють його здатність пропускати через себе рідини або гази при певному перепаді тиску. Для забезпечення надійного розмежування пластів тампонажний камінь у затрубному просторі повинен мати мінімально можливу проникність для пластових флюїдів.

Рисунок 7.11 – Віскозиметр OFITE 800



Проникність тампонажного каменю визначають аналогічно, як і проникність гірських порід.

Фільтр-прес OFITE HT HP (рис. 7.12) призначений для моделювання умов на вибої свердловини. Дозволяє визначати фільтраційні властивості тампонажних розчинів за вимогами ISO 10426-2, розд. 10. Температура випробувань може досягати 175°С.

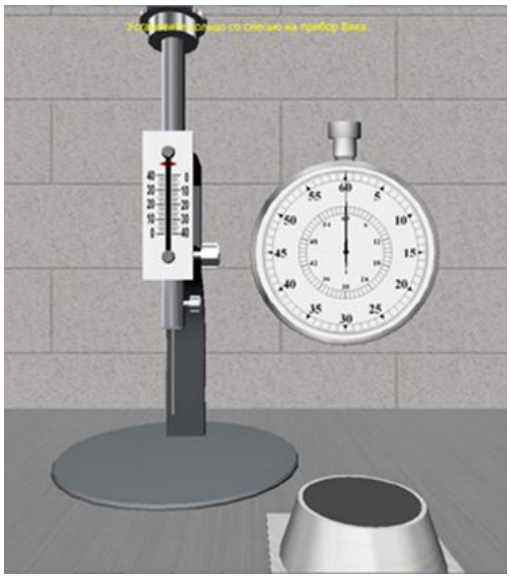
Рисунок 7.12 – Фільтр-прес OFITE HT HP

Швидкість схоплення. Найшвидше схоплення цементного розчину відбувається у тому випадку, коли він після замішування залишається у спокої. Найпростішим способом для оцінки швидкості схоплення у статичних умовах є визначення термінів схоплення за допомогою приладу Віка (рис. 7.13).

Цей спосіб заснований на періодичному заміру глибини занурення у твердіючий цементний розчин голки діаметром 1,1 мм (площею 1 мм^2) і довжиною 50 мм під дією стержня масою 0,3 кг.

За цим методом швидкість схоплення характеризується термінами початку і кінця схоплення.

Тривалість від початку замішування цементного розчину до того моменту, коли голка не доходить до дна посудини з розчином на 1 – 2 мм, називають терміном початку схоплення, а тривалість від початку замішування до моменту, коли голка занурюється не більше, ніж на 1 мм – терміном кінця схоплення.



За допомогою приладу Віка визначають терміни схоплення при температурі до 90 °С і атмосферному тиску. При високих температурах (до 250 °С) і тисках (до 100 МПа) для визначення термінів схоплення використовують установку УС-1.

Рисунок 7.13 – Прилад Віка

Для вивчення механічних властивостей цементного каменю взірці тампонажного каменю формують в гідротермальних умовах (5 ÷ 100 °С) у спеціальних рідинних банях (рис. 7.14).



Формування цементних балочок у термобаричних умовах для визначення їх міцності на стиск і вигин відбувається в автоклавних установках, наприклад ПЦК-1 (рис. 7.15).

Рисунок 7.14 – Рідинна баня Labexpert 1016



Рисунок 7.15 – Автоклавна установка ПЦК-1

Для видалення вологи з проб тампонажних матеріалів (висушування) в лабораторії використовуються сушильні шафи (рис. 7.16).



Основними фізико-хімічними характеристикками цементного каменю є його міцність, проникність, об'ємні зміни і корозійна стійкість.

Міцність цементного каменю характеризується тимчасовим опором згину, стисканню або розтягу. Для цього цементний камінь виготовляють у вигляді взірців, які випробують на міцність, тобто визначають напруження, при якому руйнується взірець. Взірці виготовляють такої форми, яка є зручною для даного виду випробування.

Рисунок 7.16 – Сушильна шафа

Результат, одержаний при випробуванні взірців, у значній мірі залежить від умов випробування. Для одержання відтворюваних результатів взірці цементного каменю слід випробувати охолодженими до кімнатної температури і повністю насиченими водою. Якщо взірці до визначення міцності витримувались при кімнатній температурі, то їх виймають з води, обтирають поверхню і випробують. Якщо взірці тверділи при підвищеній температурі, перед випробуванням їх необхідно охолодити у воді до кімнатної температури. Швидкість охолодження повинна бути не більшою ніж 1,5 °С за 1 хвилину.



Міцність цементного каменю залежить від багатьох чинників, основними з яких є хіміко-мінералогічний склад цементу, водоцементне відношення, питома поверхня цементу, наявність наповнювачів і хімічних домішок, умови твердіння тощо. На міцність цементного каменю суттєво впливають температура і тиск.

Рисунок 7.17 – Прилад МИИ-100

Для визначення міцності при згині взірці цементного каменю виготовляють у вигляді призм розміром 4×4×16 см, 2×2×10 см, 1×1×3 см. Для одного випробування готують три або чотири взірці розміром

4×4×16 см, чотири або шість взірців розміром 2×2×10 см і шість або вісім взірців розміром 1×1×3 см.

Границя міцності при згині визначається за допомогою розривних машин різного типу (Міхаеліса, МИИ-100, прилад 2035 П-05).

Межу міцності при згині обчислюють як середнє арифметичне з двох (трьох) найбільших значень граничного напруження при випробуванні трьох (чотирьох) взірців розміром 4×4×16 мм; трьох (чотирьох) найбільших значень при випробуванні чотирьох (шести) взірців розміром 2×2×10 см і чотирьох (шести) найбільших значень при випробуванні шести (восьми) взірців розміром 1×1×3 см. Середнє значення визначають з точністю до 0,1 МПа.



Для визначення концентрації йонів водню в тампонажному розчині використовують pH-метр (рис. 7.18).

Рисунок 7.18 – pH метр

Контрольні питання

1. З якою метою застосовуються тампонажні матеріали, що розширюються при тужавінні?

2. З якою метою застосовуються тампонажні матеріали з диференційованим темпом набору міцності?

3. З якою метою застосовуються полегшені тампонажні матеріали?

4. З якою метою застосовуються поважчені тампонажні матеріали?

5. Які функції виконує комбінована буферна рідина КБР?

6. Якими приладами визначають густину тампонажних розчинів?

7. Якими приладами визначають консистенцію тампонажних розчинів при нормальному тиску?

8. Якими приладами визначають консистенцію тампонажних розчинів при заданих термобаричних умовах?

9. Якими приладами визначають реологічні властивості тампонажних розчинів?

10. Якими приладами визначають фільтраційні властивості тампонажних розчинів?

11. Якими приладами визначають міцність цементних балочок на вигин?

12. Опишіть сферу застосування полегшених і поважнених тампонажних матеріалів.

13. Який склад буферної рідини КБР, її основні параметри, переваги та обмеження застосування?

14. Назовіть лабораторні прилади для дослідження технологічних властивостей тампонажних матеріалів.

15. Охарактеризуйте поняття «заколонні перетоки» та назовіть основні причини їх виникнення.

8. СУЧАСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Ефективність вилучення нафти з нафтоносних пластів на сьогодні є низькою. Середня кінцева нафтовіддача пластів у різних країнах і регіонах завдяки використання пластової енергії становить від 20 до 40 %[23]. Це контрастує з типовим коефіцієнтом вилучення для газових родовищ від 80 % до 90 %.

У країнах Латинської Америки і Південно-Східної Азії середня нафтовіддача пластів завдяки пластовій енергії становить 24–27 %, в Ірані – 16–17 %, у США, Канаді та Саудівській Аравії – 33–37 %, залежно від структури запасів нафти та методів розробки, що застосовуються.

Залишкові або невилучені запаси нафти сягають у середньому 55–75 % від початкових геологічних запасів нафти в надрах.

Використовуючи комбінації різних методів підвищення вилучення нафти (первинних, вторинних, третинних) вдається досягти коефіцієнтів вилучення від 50 % до 70 %[24,25].

Для первинного вилучення (тобто природного виснаження пластового тиску) коефіцієнт вилучення нафти в більшості випадків не перевищує 20 %. Для вторинного вилучення – внаслідок закачування води чи газу – додаткове вилучення становить від 15 до 25 %. У всьому світі загальні коефіцієнти вилучення нафти для комбінованого первинного та вторинного вилучення коливаються від 35 до 45 %[26].

---

[23] 1. Sandrea I, Sandrea R. 2007. Recovery factors leave vast target for EOR technologies. *Oil Gas J.* 105, 44–47. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/

2. Advanced Resources International. 2006. Undeveloped domestic oil resources: the foundation for increased oil production and a viable domestic oil industry. US Department of Energy, Office of Fossil Energy – Office of Oil and Natural Gas. http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor_co2/Undeveloped_Oil_Document.pdf 3. International Energy Agency. 2008. World energy outlook 2008. Paris, France: OECD/IEA; http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf

[24] 1. Toole ST, Grist DM. 2003. Oil and gas recovery behaviour in the UKCS basins. In Proc. Offshore Europe Conf., Aberdeen, UK, 2–5 September 2003. Tulsa, OK: Society of Petroleum Engineers; (10.2118/83982-MS).https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/

2. McGuire PL, Spence AP, Redman RS. 2001. Performance evaluation of a mature miscible gasflood at Prudhoe Bay. SPE Reservoir Eval. Eng. 4, 318–326. (10.2118/59326-MS) https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/

[25] Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits / Philos Trans A Math Phys Eng Sci. 2014 Jan 13. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/

[26] Increasing Hydrocarbon Recovery Factors. P. Zitha, R. Felder, D. Zornes, K. Brown, and K. Mohanty / Society of petroleum engineers. https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/

Тому актуальними є завдання застосування нових технологій нафтовидобутку, які дозволяють значно збільшити нафтовилучення з розроблюваних пластів, де традиційними методами видобути значні залишкові запаси нафти вже неможливо.

В Україні більшість нафтових родовищ вступили у пізню стадію розробки, частка важкодоступних запасів (ВДЗ) родовищ неухильно зростає. Прогресуюче обводнення свердловин і пластів, вилучення свердловин із діючого фонду через граничне обводнення і фізичне зношення, зниження ефективності проведених геолого-технічних заходів, зменшення видобутку нафти – такі реалії розробки нафтових родовищ із запасами, що важко вилучаються. Традиційні (первинні і вторинні) методи не дозволяють отримати залишкові запаси нафти з родовищ. Застосування сучасних третинних методів підвищення нафтовилучення пластів сприяє підтримці та стабілізації видобутку нафти на родовищах. Тому актуальними є методи підвищення нафтовилучення пластів (МПН) та інтенсифікації видобутку нафти (МІВН).

8.1. Застосування методів підвищення нафтовилучення

За весь період розвитку нафтової промисловості застосовувались різні методи впливу на нафтові поклади з метою збільшення видобутку нафти. З початку розвитку нафтової промисловості до 1940-х років поклади розробляли на режимах виснаження, за яких вилучали не більше 25 % нафти від початкових запасів. Рідко зустрічався природний водонапірний режим.

З кінця 1940-х років розпочався якісно новий етап у розвитку технології нафтовидобування – інтенсивне впровадження заводнення як на енергетично виснажених родовищах (вторинний метод видобування нафти), так і на нових родовищах. Паралельно з випробуванням і впровадженням інших методів головним методом впливу на нафтові поклади стало заводнення.

Внаслідок доступності води, відносної простоти нагнітання і високої ефективності витіснення нафти водою звичайне заводнення буде широко застосовуватися ще тривалий час. Підтримування пластового тиску (ППТ) шляхом заводнення дало змогу збільшити:

– середній проєктний коефіцієнт нафтовилучення із пластів у цілому (з урахуванням інших систем і методів розробки) приблизно у 2 рази;

– темпи видобування нафти (поточний річний видобуток);

– тривалість фонтанування свердловин.

Заводнення, як окремий метод розробки нафтових родовищ за сприятливих фізико-геологічних умов, дає змогу досягнути коефіцієнта нафтовилучення 0,65 – 0,7. Проте при заводненні родовищ із важковидобувними запасами (висока в'язкість нафти, мала проникність і велика неоднорідність пластів) коефіцієнти нафтовилучення зменшуються до 0,3 – 0,35, а за динамічного коефіцієнта в'язкості нафти понад 25 – 30 мПа·с заводнення стає малоефективним.

Поряд із заводненням у середині XX століття вперше почали впроваджувати спосіб підвищення нафтовилучення із пластів закачуванням у колектор нафтового попутного газу. Пізніше ці способи ставали різноманітнішими і складнішими. З'явилися більш перспективні і екологічно чисті способи.

Сьогодні у світі щороку зростає інтерес до методів підвищення нафтовилучення із пластів і проводяться дослідження, спрямовані на пошук науково обґрунтованого підходу до вибору найефективніших технологій розробки родовищ.

З метою підвищення економічної ефективності розробки родовищ, зниження прямих капітальних вкладень та максимально можливого використання реінвестицій весь термін розробки родовища прийнято поділяти на три основні етапи.

На *першому етапі* для видобутку нафти використовується природна енергія пласта (пружна енергія, енергія розчиненого газу, енергія законтурних вод, енергія газової шапки, потенційна енергія гравітаційних сил) (рис. 8.1) Ці методи називають *первинними*. На цьому етапі досягають коефіцієнта вилучення нафти (КВН) не більше 20–30 %.

На *другому етапі* реалізуються методи підтримання пластового тиску шляхом закачування води та природного газу. Ці методи прийнято називати *вторинними* (рис. 8.2). Вони досягають КВН порядка 30–50 %.

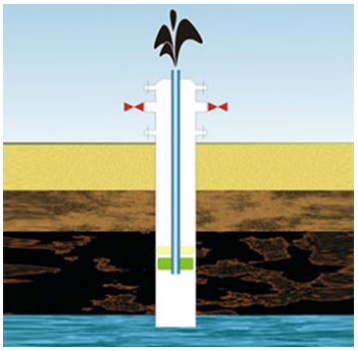


Рисунок 8.1 – Природна енергія пласта

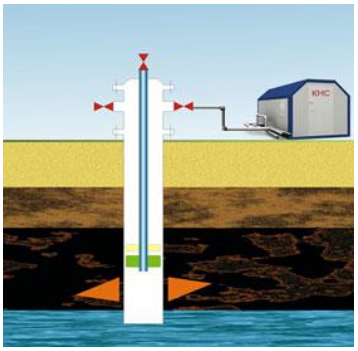
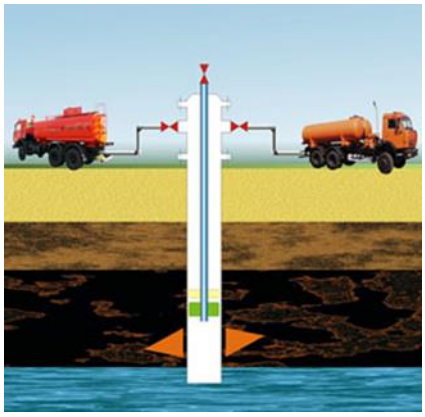


Рисунок 8.2 – Закачування води (газу)

На *третьому етапі* підвищення ефективності розробки родовищ застосовуються методи підвищення нафтовилучення (рис. 8.3). Ці методи називають *третинними*. Третинний метод нафтовидобутку (англ. EOR, Enhanced oil recovery) здійснюється при штучній підтримці енергії пласта чи штучній зміні фізико-хімічних властивостей нафти.



Такий видобуток призводить до інтенсифікації припливу нафти та підвищення нафтовіддачі (коефіцієнта вилучення нафти) родовища до 30–60 (70) %, порівняно з 20–50 %, що досягаються внаслідок використання первинних або вторинних методів видобутку.

Рисунок 8.3 – Застосування методів підвищення нафтовилучення (МПН)

Розподіл залишкової нафтонасиченості пластів потребує, щоб методи підвищення нафтовилучення ефективно впливали на нафту, розсіяну в заводнених або загазованих зонах пластів, на залишені з високою нафтонасиченістю слабопроникні пласти і пропластки в монолітних заводнених пластах, а також на відокремлені лінзи і зони пласта не охоплені дренування при існуючій системі видобутку. Очевидно, що при різних станах залишкових запасів, а також при відмінності властивостей нафти, води, газу та проникності нафтонасичених зон пластів немає універсального способу підвищення нафтовилучення.

В третинних методах для підвищення нафтовилучення застосовується: нагнітання газу, закачування хімічних реагентів, використання теплового методу збільшення нафтовіддачі внаслідок циклічного нагнітання пари в колектор нафти або створення внутрішньопластового горіння.

8.2. Класифікація методів підвищення нафтовилучення

8.2.1. Термінологічні особливості

У світі загальноприйняті два терміни, що поєднують методи впливу на нафтовий об'єкт із метою покращення нафтовидобутку: EOR (Enhanced Oil Recovery) та IOR (Improved Oil Recovery). До *першого,* переважно, відносяться методи, що ґрунтуються на застосуванні витісняючих агентів, відмінних від води (теплові, газові, хімічні та мікробіологічні методи); *другий термін* – покращена

нафтовіддача (IOR) – це термін, який іноді використовується як синонім EOR[27], хоча він також застосовується до покращень у видобутку нафти, досягнутих за допомогою більш досконалого проєктування та управління проєктами, наприклад, визначення об'ємів нафти, які були пропущені під час закачування води за допомогою сейсморозвідки, а потім буріння нових свердловин для доступу до цих нафтових кишень[28].

У вітчизняній практиці терміни «методи підвищення нафтовилучення» та «інтенсифікація видобутку нафти» охоплюють всю множину вторинних, третинних і четвертинних методів, а також заходи, спрямовані на покращення нафтовіддачі. Тобто, вітчизняні терміни МПН і МІВН охоплюють EOR (Enhanced Oil Recovery) та IOR (Improved Oil Recovery).

8.2.2. Класифікації методів підвищення нафтовилучення (МПН)

Методи нафтовилучення можна класифікувати за такими ознаками:

– досяжною величиною коефіцієнта вилучення нафти (КВН);

– механізмом досягнення ефекту підвищення нафтовилучення та/або інтенсифікації видобутку (наукова класифікація);

– типом робочих агентів та механізмом дії на пласт (класифікація, що застосовується у промисловій практиці).

І. За коефіцієнтом вилучення нафти розрізняють первинне, вторинне, третинне і четвертинне видобування нафти:

Первинні методи використовують тільки природну енергію пласта, досягають КВН не більше 20–30 %.

Вторинні методи пов'язані з підтриманням внутрішньопластової енергії шляхом закачування в пласт води і природного газу. Вони досягають КВН порядка 30–50 %.

Третинні методи здійснюються шляхом штучного підтримання енергії пласта або штучної зміни фізико-хімічних властивостей нафти. При цьому досягається КВН на рівні 30–60 (70) %.

Четвертинні методи – це більш просунуті, динамічні МПН. Наприклад, китайські фахівці пропонують як четвертинний метод – заводнення продуктивного пласта рідкокристалічним флюїдом.[29]

---

[27] Hite JR, Stosur G, Carnaham NF, Miller K. 2003. Guest editorial. IOR and EOR: effective communication requires a definition of terms. *J. Petrol. Technol.* 55, 16.

[28] Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits / Philos Trans A Math Phys Eng Sci. 2014 Jan 13. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/

[29] The problem of quaternary oil recovery succeeding a polimer flooding / Guo Shangping;Tian Genlin;Wang Fang;Lei Qiaohui;Tao Cheng (Institute of Porous Flow &

ІІ. За механізмом підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку виділяють такі МПН і МІВН (наукова класифікація):

1. Фізичні методи.

2. Хімічні методи.

3. Біологічні методи.

4. Комбіновані методи.

5. Спеціальні методи.

Подамо коротку характеристику цих методів.

1. До фізичних методів належать:

а) витіснення нафти з пласта агентами:

– водою (заводнення) – підтримка і відновлення пластового тиску і балансу енергії здійснюються закачуванням води;

– газами – сухим вуглеводневим газом (метан), газоводяною сумішшю, газом високого тиску, збагаченим вуглеводневим газом, раніше – повітрям, димовими газами;

– вуглекислим газом реалізується за таким механізмом: у пласті утворюються три зони – зона первісної пластової нафти, перехідна зона від властивостей первісної нафти до властивостей діоксиду вуглецю і зона чистого CO_2; при нагнітанні CO_2 в заводнену зону перед ним утворюється вал нафти, який витісняє і пластову воду;

– газом і водою – почергове нагнітання газу і води – метод водогазової циклічної дії;

– розчинником – як витискувачі використовують вуглеводневі розчинники (пропан-бутанові фракції).

б) теплофізичні методи – теплова дія на пласт та/або при вибійну зону:

– нагнітання в пласт теплоносіїв – гарячої води, водяної пари (циклічна парова стимуляція), в тому числі і як внутрішньопластового терморозчинника вуглеводнів;

– теплофізичні методи впливу на привибійну зону – циклічний і стаціонарний електропрогрів, термоакустичні і циклічний паротепловий вплив;

– метод теплової облямівки – в поклад високов'язкої нафти нагнітають теплоносій у вигляді нагрітої облямівки об’ємом понад 0,3–0,4 від об'єму оброблюваного пласта, а потім форсовано проштовхують облямівку по пласту холодною водою, яка нагрівається

Fluid Mechanics,CNPC & Chinese Academy of Sciences) URL: https://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTotal-SYXB199704009.htm

теплотою, що акумулювалася у пласті за тепловим фронтом витіснення;

– парогравітаційний дренаж – вдосконалена форма парової інтенсифікації, при якій у нафтовому пласті бурять пару горизонтальних свердловин, одна на кілька метрів над іншою; пара під високим тиском безперервно впорскується у верхній стовбур свердловини, для нагрівання нафти та зменшення її в'язкості, нагріта нафта стікає в нижній стовбур свердловини, звідки її піднімають на поверхню;

в) електричні методи:

– електромагнітний вплив – дія на пласт високочастотного електромагнітного поля з метою підвищення дебіту нафтових свердловин; зона впливу визначається способом створення (в одній свердловині або між кількома свердловинами) напруги і частоти електромагнітного поля, а також електричними властивостями пласта; крім теплових ефектів, електромагнітний вплив призводить до деемульсації нафти, зниження температури початку кристалізації парафіну і появи додаткових градієнтів тиску внаслідок силового впливу електромагнітного поля на пластову рідину;

– електрична обробка свердловин для зниження обводненості на видобувних нафтових свердловинах, відновлення їх продуктивності, відсічення газових конусів, а також для відновлення характеристик нагнітальних свердловин; об'єктами є теригенні і карбонатні колектори з глибиною залягання до 2 000 м і 3 000 м відповідно; зазвичай, обробці підлягають свердловини з обводненістю продукції 40 – 85 % і дебітом по рідині 10 – 85 $м^3$ /добу при неоднорідних пластах із почергово високою і зниженою пористістю; при пропусканні через нафтовий пласт імпульсів електричного струму в тонких капілярах відбувається виділення енергії; коли кількість виділеної енергії перевищує порогове значення, спостерігаються зміни структури пустотного простору мікронеоднорідного середовища і просторових структур фільтраційних потоків, відбувається руйнація кольматанта і прилеглих шарів гірської породи, газова кольматація, руйнування подвійних електричних шарів, зміна поверхневого натягу на межі розділу фаз; після закінчення електровпливу на пласт внаслідок зміни просторової структури фільтраційних потоків в породі обводненість знижується на тривалий період; застосовується схема підключення двох розташованих поруч свердловин до колонних головок, джерелом живлення служить дизель-генератор або високовольтний трансформатор; із силового

блоку різнополярний імпульсний струм через силові кабелі подається на металеву арматуру свердловин, тривалість електровпливу на пласт становить 20–30 годин.

– електрогідравлічна обробка свердловин (ЕГО): при електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення; тривалість дії ударної хвилі не перевищує $0{,}3\times10^{-6}$ с; поширюючись у присвердловинній зоні, вона руйнує кольматаційні утворення;

г) хвильовий вплив:

– об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище при якому на поверхні родовища нафти створюються монохроматичні коливання певної амплітуди, що поширюються у вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта, охоплюючи об'єм у зоні радіусом 1,5–5 км від епіцентру впливу (https://www.youtube.com/watch?v=7YTe3daetzo);

– віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта створюється при роботі штангового насоса, в результаті чого у масиві формуються хвилі пружних деформацій, які поширюються на великі відстані від свердловини і забезпечують отримання значних ефектів, як у збуджуваній свердловині, так і у свердловинах в радіусі 2–2,5 км від неї; інфра-низькочастотні пружні коливання формують у пласті зону розміцнення, що покращує його фільтраційні характеристики;

– акустична обробка свердловин заснована на перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних хвиль із частотою коливань 20 кГц в інтервалі перфорації свердловини; частота ультразвукової хвилі визначає її специфічні особливості: можливість розповсюдження спрямованими пучками і можливість генерації хвиль, що переносять значну механічну енергію; при взаємодії акустичного поля з гірськими породами досягається: збільшення їх проникності завдяки змінам структури пустотного простору, руйнування мінеральних солевідкладів, акустична дегазація і зниження в'язкості нафти, залучення в розробку низькопроникних і закольматованих пропластків порід продуктивного пласта;

д) вібраційні методи впливу на нафтові поклади – безперервні коливальні процеси генерують у привибійній зоні пласта за допомогою гідравлічних вібраторів, що спускаються на трубах і приводяться в дію прокачуванням через них робочої рідини (нафти); у гідравлічних вібраторах типу ГВВ імпульси тиску на вибої виникають

унаслідок того, що турбіна, яка обертається під впливом потоку рідини, поперемінно перекриває та відкриває вихід рідини з корпусу вібратора; залежно від витрат рідини і параметрів вібратора імпульси тиску на вибої можуть досягати кількох мегапаскалів (МПа); вібратор генерує хвильові процеси, що супроводжуються «диханням» тріщин, винесенням у свердловину забруднюючих частинок і води з пор пласта, зниженням в'язкості пластової нафти;

е) азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин – призначена для збільшення нафтовидобутку шляхом вибіркового впливу імпульсами тиску, які створюють газогенератори, на локальні ділянки найбільшої нафтонасиченності в інтервалі перфорації свердловини; імпульси тиску руйнують кольматаційні утворення, збільшуючи проникність присвердловинної зони; газогенератори заряджаються азотом до тиску 100 атм; комплект заглибних газогенераторів для п'яти- і шестидюймової обсадної колони встановлюють в інтервалі обробки пласта, в ході обробки протягом 1,0–1,5 метра уздовж стовбура свердловини генеруються імпульси тиску до 120–150 МПа, при цьому залежно від стану зони обробки регулюються параметри імпульсного впливу по амплітуді, частоті і тривалості імпульсів; тривалість обробки свердловини не перевищує 24 годин;

ж) ударно-хвильова дія на привибійну зону пласта – передбачає високовольтний імпульсний пробій рідини у привибійній зоні, електричним розрядом; хвилі стиснення, які збуджуються під час цього, циклічно навантажують пористе насичене середовище, багаторазово відбиваються та трансформуються у хвилі стискання-розтягування; завдяки їх повторюваної знакозмінної дії руйнуються кольматаційні відкладення, покращується гідродинамічний зв'язок системи пласт–свердловина.

2. До хімічних методів належать реагентні обробки нафтових свердловин при яких для інтенсифікації нафтовидобутку використовують органічні і мінеральні речовини в рідкій або твердій фазі. За механізмом взаємодії з кольматуючими утвореннями реагентів застосовуються такі різновиди:

– кислотної дії, розчинна спроможність яких заснована на кислотних властивостях водного розчину, що визначаються концентрацією йонів водню;

– кислотна обробка свердловин, яка полягає в закачуванні у свердловину і продавлюванні у пристовбурову зону нафтоносного пласта рідиною або повітрям під тиском інгібованих кислотовмісних розчинів на основі соляної, азотної, флуористоводневої, оцтової,

сульфамінової кислот або їх сумішей; добір кислот здійснюється залежно від характеру, складу і структури порід навколо свердловини; після закінчення процесу реагування кислотного розчину з породами нафтоносного пласта свердловина прокачується ерліфтом або глибинним насосом із утилізацією рідини на поверхні; у процесі дренування свердловини відбирають контрольні проби рідини і перевіряють їх на залишкову кислотність; після досягнення значення pH, що дорівнює пластовій рідині, прокачування припиняють і свердловину вводять в експлуатацію; застосовуються різновиди кислотних обробок: кислотні ванни, прості кислотні обробки (ПКО), кислотні обробки під тиском, пінокислотні обробки, багаторазові обробки, поінтервальні (ступінчасті) кислотні обробки, кислотоструминні (гідромоніторні) обробки, спирто-піно-кислотні обробки, газокислотні обробки, глинокислотні обробки, термохімічні обробки, термокислотні обробки; кислотну ванну ставлять для очищення вибою свердловини від глинистої кірки, вона може проводитися без тиску і під тиском;

– окисно-відновної дії, реакції яких засновані на перенесенні електронів від відновлювача до окиснювача, що супроводжується зміною фазового стану компонентів, які входять до складу реагуючих речовин;

– комплексної дії, що забезпечують утворення розчинних комплексних сполук за участю моно- і полівалентних металів;

– поліфункціональні реагенти, розчинна здатність яких заснована на поєднанні кислотної і окислювально-відновної дії на кольматуючі утворення і породи продуктивного пласта.

3. До біологічних методів належать мікробіологічні методи дії на нафтові поклади шляхом активізації аеробних і анаеробних бактерій у привибійній зоні нагнітальних свердловин, що спричиняє окиснення залишкової нафти з утворенням органічних кислот, спиртів, поверхнево-активних речовин, вугільної кислоти, з виділенням газів (метан та ін.).

4. Комбіновані методи поєднують фізичні, хімічні і біологічні методи:

а) фізико-хімічні методи впливу на нафтові поклади покращують заводнення внаслідок зниження міжфазового поверхневого натягу та зміни відношень рухомостей фаз і сприяють вилученню залишкової нафти із заводнених пластів:

– запомповування водних розчинів поверхнево-активних речовин (заводнення розчинами ПАР), полімерне заводнення, лужне

заводнення (розчини лугів) і силікатно-лужне заводнення (розчин силікату натрію з лужними властивостями), сірчано-кислотне заводнення (нагнітання сірчаної кислоти у вигляді облямівки);

– витіснення нафти діоксидом вуглецю (газ, рідина, водний розчин) та міцелярними розчинами і міцелярно-полімерне заводнення (облямівки міцелярного і полімерного розчинів);

б) депресійно-репресійна хіміко-гідродинамічна дія на привибійну зону пласта: у результаті циклічної дії на пласт у режимі депресія–відновлення гідростатичного тиску відбувається очищення привибійної зони пласта і поступове заповнення свердловини (внутрішнього об'єму НКТ) пластовим флюїдом; можлива також циклічна багаторазова дія на пласт або безперервне відкачування пластового флюїду при заданій величині депресії; після очищення (декольматації) привибійної зони пласта забезпечується дренування пласта з відкачуванням певної кількості рідини; технологія реалізується за допомогою встановленого на насосно-компресорних трубах пакера і змонтованого над ним гідровакуумного пристрою, робоча рідина: пластова або технічна вода, водний розчин NaCl чи $CaCl_2$, товарна дегазована нафта;

в) внутрішньопластове горіння (хіміко-фізичний або термо-хімічний метод) – ґрунтується на екзотермічних хімічних окиснювальних реакціях пластової нафти із закачуваним у пласт окиснювачем (звичайно киснем повітря); часто в зону генерації тепла подаються також вуглеводневий газ і вода; за співвідношенням витрат води і повітря розрізняють сухе (без нагнітання води), вологе (нагнітання до 2–3 л/м^3 води) і надвологе (нагнітання понад 2–3 л/м^3 води) горіння; створення зони екзотермічних реакцій, яка переміщується по пласту, нагріває нафту, зменшує її в'язкість (фізичні процеси) і, як результат, збільшує видалення неспаленої її частини (часто цей метод експлуатаційники зараховують до теплових, хоча природа утворення тепла – хімічна);

г) реагентно-гідроімпульсна вібростру минна обробка нафтових свердловин – комбінований метод збільшення нафтовидобутку свердловин технологія якого реалізується за допомогою вібростру минного декольмататора, що руйнує кольматаційні утворення закачуванням у привибійну зону кислот або інших реагентів шляхом багаторазових гідравлічних ударів і виносу на поверхню продуктів реакції;

д) гідравлічний розрив пласта (фізико-хімічний метод, гідроудар складає його фізичну частину, набір застосовуваних реагентів – хімічну):

– кислотний гідравлічний розрив пласта (КГРП);

– селективний ГРП;

– направлений ГРП;

– MSW-frac (Multy Storey Well + fracking) – технологія багатоярусного буріння з проведенням ГРП;

– газодинамічний розрив пласта (ГДРП);

е) електрогідравлічна та електрична обробка нафтових свердловин для підвищення нафтовилучення: при електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення; поширюючись у присвердловинній зоні, вона руйнує кольматаційні утворення; ефективність електрогідравлічної обробки визначається тиском ударної хвилі і числом генеруючих імпульсів уздовж інтервалу перфорації;

ж) воднева термобарохімічна технологія збільшення продуктивності нафтових, газових і газоконденсатних свердловин – забезпечує розкольматування привибійної зони продуктивних пластів; полягає у комплексному водневому термобарохімічному впливі на кольматаційну зону пласта; використовується ефект водневої активації процесів дифузії та фільтрації флюїду в пористому середовищі продуктивного пласта під час протікання екзотермічної реакції;

и) імпульсно-ударні методи впливу на нафтові поклади причиняють дію на породи потужними ударними хвилями, що генеруються під час вибуху на вибої глибинних бомб і зарядів вибухових речовин (ВР) спеціального призначення; утворювана мережа тріщин у твердих породах разом із супроводжуючими вибух тепловими ефектами та фізико-хімічними змінами властивостей нафти під впливом продуктів вибуху, що проникають у пори пласта, створюють сприятливі умови для поліпшення припливу нафти і газу до свердловин, крім того позитивний вплив на нафту мають продукти згоряння, збільшуючи її текучість (як правило, продукти згоряння містять діоксид вуглецю, соляну кислоту, воду, хлор, оксиди азоту); ці речовини, діючи на продуктивний пласт, розчиняють карбонатні складові породи, руйнують адсорбційні шари на межах розділу;

сукупна дія фізичних і хімічних чинників сприяють збільшенню дебітів свердловин;

к) термокислотна обробка свердловини – комбінований процес, у першій фазі якого здійснюється термохімічна обробка, у другій (без перерви у часі) – звичайна, проста соляно-кислотна обробка.

5. Спеціальні методи (включають схемні, алгоритмічні та ін. рішення):

– зміна напрямків фільтраційних потоків – гідродинамічний метод підвищення нафтовилучення із пласта під час заводнення, технологічна суть якого полягає в тому, що нагнітання води зупиняється в одних свердловинах і переноситься на інші, внаслідок чого змінюються напрямки руху фільтраційних потоків до 90°;

– потоковідхиляючі методи засновані на закачуванні в нагнітальні свердловини обмежених об’ємів спеціальних реагентів, призначених для зниження проникності високопроникних прошарків пласта (аж до їх блокування), з метою вирівнювання приймальності свердловини по розрізу пласта і, тим самим, створення більш рівномірного фронту витіснення і зменшення проривів води у видобувні свердловини;

– метод змінних тисків (вплив на привибійну зону пласта), який полягає в здійсненні у привибійній зоні змінних навантажень шляхом створення в експлуатаційній колоні високого тиску нагнітанням рідини з його наступним зменшенням; у фазі зменшення тиску кольматанти привибійної зони інтенсивним потоком рідини виносяться із привибійної зони у свердловину, завдяки чому досягається підвищення продуктивності (приймальності) свердловини;

– форсування відбирань рідини – гідродинамічний метод підвищення нафтовилучення із пластів під час заводнення, шляхом постійного збільшення дебітів видобувних свердловин (зменшення вибійного тиску) внаслідок чого створюються високі градієнти тиску у пласті, залучаються до розробки залишені цілики нафти, лінзи, тупикові і застійні зони, малопроникні пропластки тощо;

– циклічний вплив на пласт – періодична зміна об'єму запомповування робочого аґента в пласт через всі, або через групи нагнітальних свердловин, яка передбачає зміну тиску і швидкості потоків рідини з метою покращення виробки неоднорідного пласта внаслідок більш повного використання капілярних і гідродинамічних сил;

– азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин призначена для збільшення нафтовидобутку шляхом вибіркового впливу імпульсами тиску, які створюють газогенератори, на локальні ділянки найбільшої нафтонасиченності в інтервалі перфорації свердловини; ефект досягається внаслідок відновлення фільтраційних властивостей присвердловинної зони; імпульси тиску руйнують кольматаційні утворення, збільшуючи проникність присвердловинної зони (https://www.youtube.com/watch?v=ay0XXXKdrzI);

– метод зривної кавітації – обробка фільтрової і привибійної зони кавітаційним генератором імпульсів тиску (КГІТ); при роботі КГІТ у режимі періодичної зривної кавітації виникає послідовність фаз тиску – репресії і депресії, що діють на фільтрову і привибійну зону свердловини; динамічний тиск, що створюється генератором, має нелінійний, імпульсний характер із тривалістю імпульсів 2–3 мікросекунди і частотою повторення 700–12 000 Гц; ефективна зона поширення імпульсів тиску перевищує 50 м, імпульси тиску – керовані і можуть досягати сотень і тисяч атмосфер; в результаті впливу знакозмінного тиску виникають нові тріщини, фільтраційні канали привибійної зони звільняються від забруднень: механічних домішок, колоїдних частинок, відкладень солей, асфальто-смоло-парафінових складників нафти, продуктів окиснення і, як наслідок, відбувається очищення каналів та відновлення проникності пласта; у видобувних свердловинах поліпшується приплив флюїдів, посилюється їх проникнення з привибійної зони і знижується обводненість, у нагнітальних свердловинах збільшується приймальність, що забезпечує підтримку необхідного пластового тиску;

– схемні рішення при бурінні – буріння бокових стовбурів (в т. ч. горизонтальних), багатовибійні свердловини (профілі «риб'яча кістка», «березовий листок» тощо).

III. За типом робочих агентів та механізмом дії на пласти класифікація МПН і МІВН має такий вигляд (класифікація, що застосовується у промисловій практиці)[30].

1. Теплові методи:

– паротеплова дія на пласт;

– внутрішньопластове горіння;

– витіснення нафти гарячою водою;

– пароциклічні обробки свердловин.

2. Газові методи:

[30]Класифікації I і III мають прикладний (промисловий) характер, класифікація II – науковий характер

– закачування повітря у пласт;
– вплив на пласт вуглеводневим газом;
– вплив на пласт діоксидом вуглецю;
– вплив на пласт азотом, димовими газами та ін.

3. Хімічні методи:
– вплив на пласт водними розчинами ПАР;
– вплив на пласт пінними системами;
– вплив на пласт розчинами полімерів та іншими загущуючими агентами;
– вплив на пласт лужними розчинами;
– вплив на пласт кислотами;
– вплив на пласт композиціями хімічних реагентів (зокрема міцелярні розчини та ін.);
– мікробіологічна дія на пласт.

4. Гідродинамічні методи:
– інтегровані технології;
– залучення до розробки недренованих запасів;
– бар'єрне заводнення на газонафтових покладах;
– нестаціонарне (циклічне) заводнення;
– форсований відбір рідини;
– ступінчасто-термальне заводнення.

5. Потоковідхилюючі методи (ПВМ).

Потоковідхиляючі методи засновані на закачуванні в нагнітальні свердловини обмежених об’ємів спеціальних реагентів, призначених для зниження проникності високопроникних прошарків пласта (аж до їх блокування), з метою вирівнювання приймальності свердловини по розрізу пласта і, тим самим, створення більш рівномірного фронту витіснення і зменшення проривів води у видобувні свердловини.

6. Група комбінованих методів.

З точки зору впливу на пластову систему в більшості випадків реалізується саме комбінований принцип впливу, що поєднує гідродинамічний та тепловий методи, гідродинамічний та фізико-хімічний методи, тепловий та фізико-хімічний методи тощо.

7. Фізичні методи збільшення дебіту свердловин.

Окремо слід сказати про так звані *фізичні методи збільшення дебіту свердловин.* Об'єднувати їх з методами збільшення нафтовіддачі не зовсім правильно через те, що використання методів збільшення нафтовіддачі характеризується збільшеним потенціалом витіснювального агента, а у фізичних методах збільшення дебіту

свердловин досягається внаслідок використання природної енергії пласта.

Найчастіше застосовуються такі фізичні методи збільшення дебіту свердловин:

– гідророзрив пласта;

– буріння бокових стовбурів (в т. ч. горизонтальних);

– електромагнітний вплив;

– хвильовий вплив на пласт;

– інші аналогічні методи.

Використання МПН при розробці із заводненням передбачає вирішення наступних завдань:

По-перше, підвищення гідродинамічної складової методу заводнення в результаті циклічності процесу закачування, зміни напрямку фільтраційних потоків, організації нових вогнищ заводнення, оптимізації щільності сітки свердловин, форсованого відбору тощо. Це завдання гідродинамічних МПН.

По-друге, зниження відмінності фізико-хімічних властивостей пластової нафти і витісняючої води за рахунок додавання у воду поверхнево-активних речовин (ПАР), полімерів-загущувачів, лугів та інших хімічних реагентів, що дозволяють знизити міжфазний натяг на межі нафти-вода, підвищити в'язкість води, покращити її миючі властивості; це завдання фізико-хімічних МПН.

По-третє, певна роль відведена тепловим, газовим і мікробіологічним МПН.

В сучасній світовій практиці нафтовидобування найбільш широке застосовування одержали теплові та газові (CO_2) методи. За даними Міністерства енергетики США, серед третинних методів, що застосовуються у США, теплові методи становлять 40 %, а 60 % – газові. Ще близько 1 % застосувань припадало на хімічні технології (полімери, ПАР).

Хімічний вплив здійснюється на родовищах Франції; закачування газу – на об'єктах родовищ Туреччини; у Китаї, Індії, Індонезії – термічний та хімічний вплив; у Лівії, Мексиці, Техасі, Каліфорнії – закачування газу; у Венесуелі – закачування газу, термічний та хімічний вплив; у Колумбії – термічний вплив тощо.

У першому десятилітті XXI століття внаслідок третинних методів у світі добувалося (за оцінками компанії Aramco) близько 3 мільйонів барелів на день (з них 2 мільйони – внаслідок теплових методів), що становило близько 3,5 % загальносвітового нафтовидобутку.

Контрольні питання

1. Чому виникла необхідність застосування методів підвищення нафтовилучення?

2. Які методи підвищення нафтовилучення називають первинними та які технології в них застосовуються?

3. Які методи підвищення нафтовилучення називають вторинними та які технології в них застосовуються?

4. Які методи підвищення нафтовилучення називають третинними та які технології в них застосовуються?

5. Назвіть теплові методи підвищення нафтовилучення.

6. Назвіть газові методи підвищення нафтовилучення.

7. Назвіть хімічні методи підвищення нафтовилучення.

8. Назвіть гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення.

9. В чому полягають потоковідхилюючі методи підвищення нафтовилучення?

10. В чому полягають комбіновані методи підвищення нафтовилучення?

11. В чому полягають фізичні методи збільшення дебіту свердловин?

12. За якими ознаками класифікують методи підвищення нафтовилучення?

9. ТЕПЛОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

9.1. Сучасні теплові методи підвищення нафтовилучення

У структурі світових запасів вуглеводнів високов'язкі нафти складають близько 60 %. В міру вироблення родовища з нафтами малої в'язкості, частка високов'язких нафт у балансі видобутих запасів послідовно зростає при одночасному ускладненні геолого-фізичних умов їх видобутку. Основним методом підвищення нафтовилучення з покладів високов'язких нафт є процес теплового впливу на пласт.

Теплові методи підвищення нафтовилучення (МПН) – це методи інтенсифікації припливу нафти та підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин, засновані на штучному збільшенні температури в їх стовбурі та привибійній зоні. Застосовуються теплові МПН переважно під час видобутку високов'язких парафінистих і смолистих нафт. Прогрів призводить до розрідження нафти, розплавлення парафіну та смолистих речовин, що осіли в процесі експлуатації свердловин на стінках, підйомних трубах та у привибійній зоні. Свердловини, які знизили дебіт внаслідок парафінізації привибійної зони, відновлюють його після теплової обробки. Прогрівання здійснюють закачуванням у пласт нагрітого рідкого теплоносія (нафти, газоліну, гасу, дизельного палива, води), циклічної паротеплової, термокислотної обробки, електромагнітним і термоакустичним впливом, а також нагріванням привибійної зони вибійними електронагрівачами.

Теплові методи за обсягами впливу на пласт поділяють на дві великі групи:

– обробка привибійних зон свердловин парою, гарячою водою, парою з різними хімічними добавками, електропрогрів тощо;

– площовий вплив на пласт парою, гарячою водою, внутрішньопластовим горінням та із застосуванням комбінованих технологій.

За видом застосовуваного агента та механізму впливу на пласт теплові методи поділяються на три групи:

– технології, засновані на нагнітанні в пласт теплоносіїв (пари, гарячої води тощо);

– технології, засновані на нагнітанні в пласт окислювачів (повітря, кисню);

– комбіновані методи, засновані на закачуванні в пласт двох і більше агентів (термополімерний, термолужний, парогазовий тощо).

Найбільшого поширення у світовій практиці набули технології, засновані на закачуванні в пласт пари: пароциклічні обробки свердловин (ПЦО) та площове закачування пари.

Пароциклічні обробки свердловин (циклічна парова стимуляція)

Циклічне нагнітання пари в пласти (Cyclic Steam Stimulation), або пароциклічні обробки видобувних свердловин, здійснюють періодичним прямим нагнітанням пари в нафтовий пласт через видобувні свердловини, з деякою витримкою їх у закритому стані і подальшою експлуатацією тих же свердловин для відбору з пласта нафти зі зниженою в'язкістю і сконденсованої пари. Мета цієї технології полягає в тому, щоб прогріти пласт і нафту в привибійних зонах видобувних свердловин, знизити в'язкість нафти, підвищити тиск, полегшити умови фільтрації та збільшити приплив флюїду до свердловин.

Спочатку пару закачують у свердловину за температури від 300 до 340 °С на період від тижнів до місяців. Потім свердловину залишають на кілька днів або тижнів, щоб тепло проникло у глибину пласта. Після прогріву, гаряча нафта видобувається зі свердловини протягом кількох тижнів або місяців. Коли дебіт падає, у свердловині проводять наступний цикл нагнітання гарячої пари, витримки та видобутку. Процес циклічного нагрівання пласта парою повторюється до того періоду поки вартість впорскування пари не стане вищою від вартості видобутої нафти. Перевага методу Cyclic Steam Stimulation (CSS) в тому, що коефіцієнти відновлення становлять приблизно від 20 до 25 %. Недоліком є те, що вартість впорскування пари висока[31].

Механізм процесів, що відбуваються у пласті при пароциклічній обробці свердловин, досить складний і супроводжується тими ж явищами, що і витіснення нафти парою, але додатково відбувається протитечійна капілярна фільтрація, перерозподіл у мікронеоднорідному середовищі нафти і води (конденсату) під час витримки без відбору рідини із свердловин. При нагнітанні пари в пласт вона, природно, впроваджується у найбільш проникні шари і великі пори пласта. Під час витримування у прогрітій зоні пласта відбувається активний перерозподіл насиченості внаслідок капілярних сил: гарячий конденсат витісняє (заміщує) малов'язку нафту з мезо- та дрібних пор і слабопроникних лінз (шарів) у великі пори і високопроникні шари, міняючись з нафтою місцями.

[31] Cyclic Steam Stimulation. Oil Sand Production Processes, 2013 https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/cyclic-steam-stimulation

Такий перерозподіл насиченості пласта нафтою і конденсатом і є фізичною основою процесу вилучення нафти за допомогою пароциклічного впливу на пласти. Без капілярного обміну нафтою і конденсатом ефект від пароциклічного впливу був би мінімальним і вичерпувався б за перший цикл.

Технологія пароциклічного впливу на пласт полягає у послідовній реалізації трьох етапів (операцій):

– закачування пари;

– конденсації пари;

– видобутку рідини.

На першому етапі за певний проміжок часу з певним темпом відбувається нагнітання пари у свердловину, яке визначає розміри прогрівання зони. Протягом другого етапу відбувається повна конденсація пари і всмоктування нафти з «холодної» області пласта у прогріту зону. На третьому етапі внаслідок термічної обробки пласта при відборі флюїду дебіт свердловини збільшується, і тривалість відбору флюїду буде обумовлена падінням дебіту до початкового рівня, близького за значенням до дебіту без пароциклічної обробки.

Прогрів привибійної зони свердловин

Прогрів привибійної зони виконують шляхом спуску на вибій свердловини нагрівального пристрою – електронагрівача або спеціального занурювального газового пальника. При закачуванні теплоносія радіус зони прогріву сягає до 10 – 20 м, але для цього потрібні стаціонарні котельні установки – парогенератори.

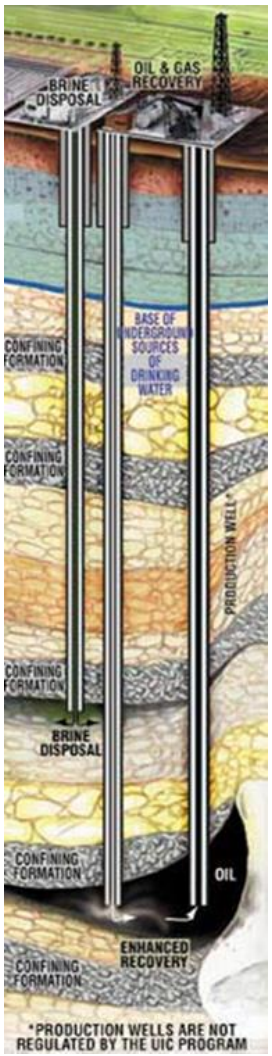
При періодичному електропрогріві вибою свердловини (ПВС) у свердловину на спеціальному кабелі-тросі спускають на потрібну глибину електронагрівач потужністю в кілька десятків кВт. Стаціонарне електропрогрівання здійснюється в процесі розроблення родовищ, що містять нафту в'язкістю, більше за 50 мПа·с. Електронагрівач установлюють під глибинним насосом, а кабель кріплять до насосно-компресорних труб. Підвищення потужності призводить до збільшення температури у зоні розташування нагрівача до 180 – 200 ^{o}C, викликаючи коксування нафти. Практика використання електропрогріву вибою свердловини показала, що температура на вибої стабілізується через 4 – 5 діб безперервного прогріву.

Витіснення нафти перегрітою парою

Цей метод збільшення нафтовилучення з пластів, найпоширеніший і застосовується при витісненні високов'язких нафт. Пару нагнітають з поверхні у пласти з низькою температурою і

високою в'язкістю нафти через спеціальні паронагнітальні свердловини, розташовані всередині контуру нафтоносності. Пара, що має велику теплоємність, вносить у пласт значну кількість теплової енергії, яка витрачається на нагрівання пласта та зниження відносної проникності, в'язкості і розширення всіх насичуючих пласт агентів – нафти, води, газу.

Механізм вилучення нафти з пласта, при нагнітанні в нього перегрітої пари, ґрунтується на змінах властивостей нафти і води, що містяться у пласті, внаслідок підвищення температури. З підвищенням температури в'язкість нафти, її густина і міжфазове відношення знижуються, а пружність парів підвищується, що сприятливо впливає на нафтовилучення. При паротепловому впливі (ПТВ) у пласті утворюються три характерні зони, що розрізняються за температурою, ступенем та характером насичення:



– зона пари навколо нагнітальної свердловини з температурою, що змінюється від температури пари до температури початку конденсації (400 – 200 °С), в якій відбуваються екстракція з нафти легких фракцій (дистиляція нафти) і перенесення (витіснення) їх парою по пласту, тобто спільна фільтрація пари та легких фракцій нафти;

– зона гарячого конденсату, в якій температура змінюється від температури початку конденсації (200 °С) до пластової, а гарячий конденсат у неізотермічних умовах витісняє легкі фракції та нафту;

– зона з початковою пластовою температурою, не охоплена тепловою дією, в якій відбувається витіснення нафти пластовою водою.

Рисунок 9.1 – Схема закачування пари у свердловину

При нагріванні пласта відбувається дистиляція нафти, зниження в'язкості та об'ємне розширення всіх пластових агентів, зміна фазових проникностей, змочуваності гірської породи та рухливості нафти, води тощо.

Внутрішньопластове горіння

Метод вилучення нафти за допомогою внутрішньопластового горіння заснований на частковому спалюванні важких фракцій нафти

(нафтового коксу) у пластових умовах при нагнітанні окиснювача (повітря) з поверхні, що супроводжується виділенням великої кількості теплоти. Він відрізняється від горіння на поверхні. Генерування теплоти безпосередньо у пласті – основна перевага цього методу.

Процес горіння нафти у пласті починається поблизу вибою нагнітальної свердловини, зазвичай нагріванням і нагнітанням повітря. Теплоту, яку необхідно підводити в пласт для початку горіння, одержують за допомогою вибійного електронагрівача, газового пальника або окисних реакцій.

Після створення вогнища горіння на вибої свердловин безперервне нагнітання повітря або суміш повітря і води в пласт і відведення від вогнища (фронту) продуктів горіння (N_2, CO_2, та ін.) забезпечують підтримку процесу внутрішньопластового горіння та переміщення пластом фронту витіснення нафти.

Попередньо розігріта порода далі нагріває повітря, що рухається через неї, до температури, вищої займання нафтового коксу і нафти. При нагнітанні повітря розігріта зона (осередок горіння), температура якого підтримується високою внаслідок згорання частини нафтопродуктів, просувається у глибину пласта. При цьому частина пластової нафти (10 – 15 %) згорає і гази, пара та інші горючі продукти, що виділяються внаслідок згорання, просуваючись по пласту, ефективно витісняють нафту з пласта. Процес автотермічний, тобто триває безперервно внаслідок утворення продуктів для горіння.

При *звичайному (сухому) внутрішньопластовому горінні*, здійсненому нагнітанням у пласт тільки повітря, внаслідок його низької теплоємності порівняно з породою пласта, відбувається відставання фронту нагрівання породи від фронту горіння, що переміщується. В результаті цього основна частка теплоти, яка генерується в пласті (до 80 % і більше), залишається позаду фронту горіння, практично не використовується і значною мірою розсіюється в навколишні породи. Ця теплота позитивно впливає на процес подальшого витіснення нафти водою з неохоплених горінням суміжних частин пласта. Наближення тепла, що генерується у пласті, до фронту витіснення нафти, істотно підвищує ефективність процесу.

Переміщення теплоти з області перед фронтом горіння в область за фронтом горіння можливе внаслідок поліпшення теплоперенесення в пласті додаванням до повітря, що нагнітається, агента з вищою теплоємністю – наприклад, води. В останні роки у світовій практиці все більшого застосування отримує метод вологого горіння.

Процес вологого внутрішньопластового горіння полягає в тому, що в пласт разом із повітрям закачують у певних кількостях воду, яка, стикаючись із породою, нагрітою фронтом горіння, що рухається, випаровується. Захоплювана потоком газу пара переносить теплоту в область перед фронтом горіння, де внаслідок цього розвиваються великі зони прогріву, виражені переважно зонами насиченої пари та сконденсованої гарячої води.

Зупинемося докладніше на окремих зонах внутрішньопластового горіння (рис. 9.2).

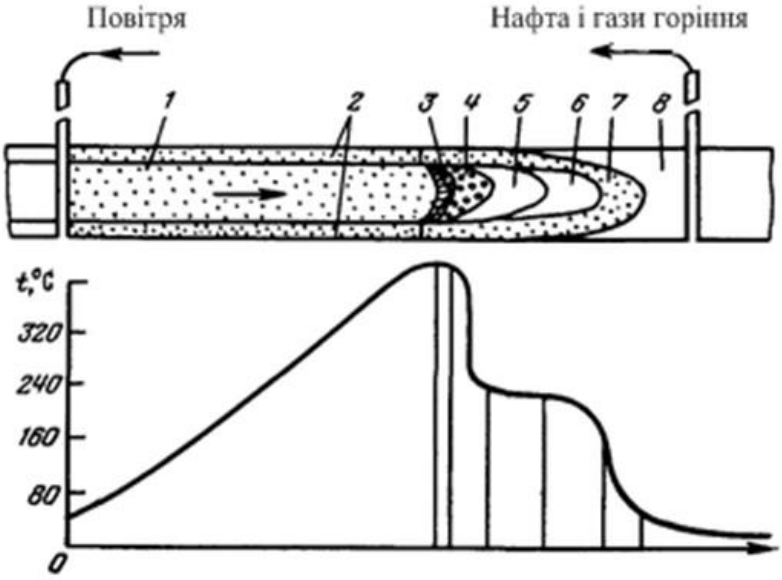


Рисунок 9.2 – Окремі зони і температурна карта внутрішньопластового горіння нафти

Між вибоєм нагнітальної свердловини і фронтом горіння розміщується випалена зона *1*. При нормальній течії процесу в ній залишається суха, вільна від яких-небудь домішок порід частина пласта. У покрівлі і підошві пласта у цій зоні після проходження фронту горіння може залишатися нафтонасичена частина *2*, так як у зв'язку з втратами тепла у покрівлі і підошві температура в цих частинах може бути недостатньою для займання палива. Встановлено, що зона фронту горіння *3* має порівняно малі поперечні розміри і не доходить до покрівлі і підошви пласта. Безпосередньо перед фронтом горіння в поровому середовищі рухається зона *4* коксоутворення і випаровування порівняно легких фракцій нафти і зв'язаної води. Нагрів цієї області пласта здійснюється внаслідок теплопровідності і конвективного переносу тепла водяною парою, нафтою і газоподібними продуктами горіння. Температура в цій зоні падає від температури горіння до температури кипіння при пластовому тиску. Перед зоною випаровування рухається зона *5* конденсації пари нафти

і води. Температура цієї зони рівна температурі кипіння суміші води і нафти. Перед цією зоною рухається зона *6*, де температура знижується від температури конденсації до пластової. Перед зоною конденсату нафти і води може утворитися «нафтовий вал» за температури, рівної пластовій. Остання зона *8* – зона нафти з початковою насиченістю і за пластової температури, через яку фільтруються залишені газоподібні продукти горіння.

Циклічний електропрогрів

Привибійна зона прогрівається періодично. До охолодження порід потоком нафти провідність їх у прогрітій зоні значно зростає. Потім відбувається повторний цикл прогріву порід. Тривалість та періодичність обробок визначають із урахуванням радіусу, що задається, властивостей пластової системи, потужності електронагрівача, температури у свердловині, яка на вибої підтримується розташованими в корпусі електронагрівача терморегуляторами. За розрахунковими даними за температури у свердловині 140 ^{o}C, потужності електронагрівача 25 кВт за початкової температури пласта 40 ^{o}C для прогріву пісковика на глибину 0,45 – 0,5 м до температури 60 ^{o}C потрібно 4 – 5 діб. У цьому випадку ефект від термообробки може продовжуватись кілька місяців.

Термоакустична обробка

Для скорочення часу, необхідного на прогрівання пласта до заданої температури, і збільшення ефективності впливу теплову обробку поєднують з акустичною. Хвильове поле, створюване акустичним випромінювачем, сприяє збільшенню термопровідності пласта, глибини обробки, винесенню з пористого середовища частинок парафіну, промивальної рідини та її фільтрату, твердих відкладень солей. Глибина зони впливу при цьому сягає 8 м. Застосовувана апаратура складається з ультразвукового генератора і секційного термоакустичного випромінювача, який спускають у свердловину на колоні НКТ або на кабелі.

Застосовуються й інші теплові методи підвищення нафтовилучення.

Теплові методи впливу залишаються найефективнішими і застосовуються нафтовими компаніями у всьому світі. Однак, теплові методи, реалізовані за допомогою закачування парогазової суміші або рідкого агента в розроблюваний пласт, недосконалі і мають недоліки, зокрема великі теплові втрати по довжині свердловини при передачі тепла до пласта, висока обводненість кінцевого продукту, неекологічність, низька ефективність нагрівальних елементів.

9.2. Застосування теплових методів у світовій практиці

Теплові методи підвищення нафтовилучення мають пріоритет із точки зору обсягів впровадження (кількості проєктів) і видобутку нафти. Причому такий стан простежується з самого початку появи офіційних статистичних даних про впровадження методів підвищення нафтовилучення. Багато в чому це пов'язано з неможливістю введення в розробку родовищ високов'язких нафт (ВВН) із використанням інших методів впливу. Станом на початок XXI ст. високов'язкі нафти відкриті на близько 270 родовищах світу, і саме вони і визначають перспективи застосування теплових методів підвищення нафтовилучення.

У 2000 році в країнах ОПЕК з використанням теплових методів підвищення нафтовилучення видобуто близько 29 млн. тонн нафти, у Венесуелі – близько 12 млн. тонн, в Індонезії – 16 млн. тонн. Причому в Індонезії на родовищі Дьюрі компанія PT Caltex реалізує один із найбільших у світі проєкт із закачування пари з видобутком 16 млн. тонн нафти на рік. Закачування пари практикується також у США, КНР, Канаді, Колумбії та інших країнах.

У США теплові методи традиційно мають пріоритетну роль, що пояснюється наявністю великих запасів нафти у Каліфорнії. Між тим, останнім часом тут усе більше уваги починають приділяти газовим методам впливу на пласт.

Нарощування числа проєктів із застосуванням теплових методів відбувається в Канаді. Тут, зокрема, реалізуються технології парогравітаційного дренування (steam-assisted gravity drainage – SAGD), а також методи циклічного закачування пари і внутрішньопластового горіння.

Технологія SAGD заснована на застосуванні свердловин із горизонтальними стовбурами (СГС) і закачування пари (рис. 9.3).

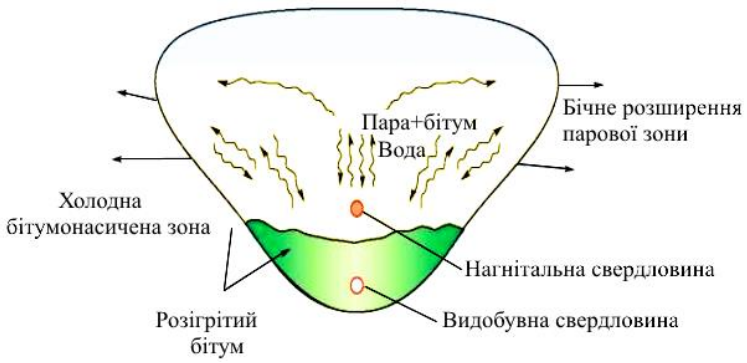


Рисунок 9.3 – Механізм видобутку важких нафт і природних бітумів методом парогравітаційного дренажу

Технологія SAGD передбачає буріння двох СГС, розташованих паралельно одна над іншою, через нафтонасичену товщу поблизу підошви пласта. Верхня СГС нагнітає пару в пласт бітуму. В результаті створюється високотемпературна паронасичена область (камера). Парогравітаційнтий процес включає такі стадії:

1) передпрогрівання (кілька місяців) – проводиться шляхом циркуляції пари в обох свердловинах. При цьому внаслідок кондуктивного перенесення тепла здійснюється розігрівання зони пласта між добувною і нагнітальною свердловинами, знижується в'язкість нафти в цій зоні і, тим самим, забезпечується гідродинамічний зв'язок між свердловинами;

2) основна стадія видобування з утворенням «парової камери» – здійснюється шляхом нагнітання пари в нагнітальну свердловину. Закачувана пара піднімається до верхньої частини продуктивного пласта, створюючи парову камеру, що збільшується в розмірах. Між межею парової камери і холодної нафтонасиченої товщі постійно відбувається процес теплообміну, внаслідок якого пара конденсується і разом із розігрітою нафтою флюїди (бітумно (нафто)-пароводяна суміш) стікають вниз до добувної свердловини під дією сили гравітації. Розширення парової камери вгору продовжується до тих пір, поки вона не досягне покрівлі пласта, а потім вона починає розширюватися в сторони. При цьому нафта завжди знаходиться у контакті з високотемпературною паровою камерою.

Технологія SAGD показала свою ефективність і набуває все більшого поширення в світі.

В Канаді широко використовуються і парообробки привибійних зон пласта. На відміну від США та інших країн тут застосовуються новітні технології, зокрема закачування в пласт кисню для внутрішньопластового горіння і комбіновані технології.

В Європі інтенсивність застосування теплових методів в останні роки знизилася. Тут розроблені і ведуться роботи зі створення принципово нових технологій, які дають можливість охопити практично всі потенційні ресурси високов’язких нафт. Наприклад, створення технологій: парогазоциклічного впливу на пласт із можливістю організації теплового впливу на великих глибинах, розробки карбонатних колекторів у пластах малої товщини з високов'язкими нафтами, комплексного освоєння родовищ високов’язкої нафти тепловими методами з видобуванням цінних попутних компонентів, що містяться в нафтах і вмісних породах. Крім

того тут застосовуються пароциклічні обробки привибійних зон свердловин.

Значною мірою ефективність теплових методів визначається технічною досконалістю обладнання, що застосовується.

При оцінці перспектив розвитку теплових методів необхідно враховувати їх високу капіталомісткість, обумовлену великою вартістю спеціального обладнання, а також необхідністю використання щільних сіток свердловин (що є малоефективним при великих глибинах залягання пластів). Проте, для родовищ високов'язких нафт і природних бітумів тепловим методам практично немає альтернативи.

Контрольні питання

1. Назвіть сучасні теплові методи підвищення нафтовилучення.
2. У чому полягає метод пароциклічної обробки свердловин?
3. У чому полягає метод прогріву привибійної зони свердловин?
4. У чому полягає метод витіснення нафти перегрітою парою?
5. У чому полягає метод внутрішньопластового горіння?
6. У чому полягає метод циклічного електропрогріву?
7. У чому полягає метод термоакустичної обробки?
8. У чому полягає метод парогравітаційного дренування?

10. ГАЗОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

На початку XXI ст. для газових методів підвищення нафтовилучення (ГМПН) як основні агенти застосовуються вуглекислий газ, азот і вуглеводневі гази. Кожен з цих агентів має свої особливості та індивідуальні критерії застосування, які визначають доцільність проведення методів підвищення нафтовилучення для конкретного об'єкта.

10.1. Застосування газових методів

Закачування повітря у пласт

Метод заснований на закачуванні повітря в пласт і його трансформації в ефективні витісняючі агенти завдяки низькотемпературним внутрішньопластовим окисним процесам. Внаслідок низькотемпературного окиснення в пласті утворюється високоефективний газовий агент, що містить азот, вуглекислий газ і широкі фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ).

До переваг методу можна віднести:

– використання дешевого агента – повітря;

– використання природної енергетики пласта – підвищеної пластової температури (понад 60–70 °С) для спонтанного ініціювання внутрішньопластових окисних процесів і формування високоефективного витісняючого агента.

Швидке ініціювання активних внутрішньопластових окисних процесів є одним із найважливіших наслідків використання енергетики пласта для організації закачування повітря на родовищах легкої нафти. Інтенсивність окисних реакцій швидко зростає зі збільшенням температури.

Вплив на пласт діоксидом вуглецю

Вуглекислий газ (CO_2) є ефективним витіснювальним агентом через високу розчинність у нафті в пластових умовах. Цей агент сприяє розширенню нафти та зменшенню її в'язкості навіть при незмішувальному витісненні. Вуглекислий газ добре розчиняється у воді (0,88 об'єму в 1 об'ємі води), тому він може проникати крізь заводнені ділянки до блокованої нафти, розширювати її та переводити в рухомий стан. Це робить застосування вуглекислого газу ефективним навіть на дуже обводнених покладах.

Діоксид вуглецю розчиняється у воді набагато краще, ніж вуглеводневі гази. Розчинність CO_2 у воді збільшується з підвищенням тиску та зменшується з підвищенням температури.

При розчиненні діоксиду вуглецю у воді її в'язкість дещо збільшується. Однак це збільшення незначне. При масовому вмісті у воді CO_2 3–5 % її в'язкість збільшується лише на 20–30 %. При розчиненні CO_2 у воді утворюється вугільна кислота H_2CO_3, яка розчиняє деякі види цементу і породи пласта та підвищує його проникність. У присутності діоксиду вуглецю знижується набухання глинистих частинок. Діоксид вуглецю розчиняється в нафті в чотири−десять разів краще, ніж у воді, тому він може переходити з водного розчину в нафту. Під час цього переходу міжфазний натяг між цими рідинами стає дуже низьким, і витіснення наближається до змішувального.

Діоксид вуглецю у воді сприяє відмиванню плівкової нафти, яка покриває зерна та породи, і зменшує можливість розриву водяної плівки. Внаслідок цього краплі нафти при малому міжфазовому натягу вільно переміщуються у порових каналах, і фазова проникність нафти збільшується.

При розчиненні в нафті CO_2 в'язкість нафти зменшується, густина підвищується, а об’єм значно збільшується: нафта ніби набухає.

Збільшення об’єму нафти в 1,5−1,7 рази при розчиненні в ній CO_2 суттєво впливає на підвищення нафтовилучення з пластів при розробці родовищ, що містять малов'язкі нафти. При витісненні високов'язких нафт основний чинник, який збільшує коефіцієнт витіснення, – зменшення в'язкості нафти під час розчинення у ній CO_2. В'язкість нафти знижується тим більше, чим більше її початкове значення.

При пластовому тиску вищому тиску повного змішування пластової нафти з CO_2 діоксид вуглецю витіснятиме нафту як звичайний розчинник (змішувальне витіснення). При цьому в пласті утворюються три зони: зона первинної пластової нафти, перехідна зона (від властивостей початкової нафти до властивостей агента, що закачується) і зона чистого CO_2. Якщо CO_2 нагнітається в заводнений поклад, то перед зоною CO_2 формується вал нафти, що витісняє пластову воду.

Збільшення об’єму нафти під впливом CO_2, що розчиняється в ній, поряд зі зміною в'язкості рідин (зменшенням в'язкості нафти і збільшенням в'язкості води) – один із основних чинників, що визначає

ефективність застосування діоксиду вуглецю в процесах видобутку нафти і вилучення її із заводнених пластів.

Вплив на пласт азотом, димовими газами тощо

Використання азоту. Азот може застосовуватись у великих об'ємах через його досить низьку вартість. Також можливе спільне використання інертних газів як додаткової фази при закачуванні вуглеводневого та вуглекислого газів. Це зумовлено кількома причинами:

– вартість азоту нижча вартості вуглекислого газу;

– стисливість азоту значно нижча за стисливість вуглекислого газу і за однакових умов азот займатиме в пласті більший об'єм порівняно з CO_2, метаном і забезпечуватиме велику компенсацію відборів закачуванням при тих же витратах у поверхневих умовах.

Метод витіснення нафти азотом забезпечує зростання ефективності і підвищує нафтовіддачу пласта до рекордних 35–75 %. Видобуток нафти із пласта з низьким тиском збільшується внаслідок закачування у свердловину газоподібного азоту високого тиску. Оскільки азот практично не змішується ні з водою, ні з нафтою, його періодична подача під високим тиском призводить до руху рідин у свердловині, витіснення нафти з пласта і вилучення вуглеводнів, які раніше не вилучалися.



Рисунок 10.1 – Азотна компресорна станція ТГА

Використання газів горіння. Метод заснований на горінні твердих порохів у рідині без будь-яких герметичних камер або захисних оболонок. Він поєднує тепловий вплив із механічним і хімічним, а саме:

а) гази горіння, що утворюються, під тиском (до 100 МПа) витісняють зі стовбура в пласт рідину, яка розширює природні і створює нові тріщини;

б) нагріті порохові гази (180–250 °С), проникаючи в пласт, розплавляють парафін, смоли та асфальтени;

в) газоподібні продукти горіння складаються переважно з хлористого водню та вуглекислого газу; хлористий водень за

наявності води утворює слабоконцентрований солянокислотний розчин. Вуглекислий газ, розчиняючись у нафті, знижує її в'язкість, поверхневий натяг і збільшує продуктивність свердловини.

Використання вуглеводневих газів. Серед вуглеводневих газів у промисловому масштабі використовують нагнітання сухого газу під високим тиском і нагнітання збагаченого газу.

При закачуванні *сухого газу* частина відносно легких компонентів нафти на передньому фронті витіснення переходить у газову фазу, що сприяє збагаченню газу проміжною фракцією вуглеводнів. Внаслідок цього знижується поверхневий натяг на межі контакту та зростає коефіцієнт витіснення.

При витісненні нафти *збагаченим газом* формується перехідна зона на передньому фронті витіснення, де відбувається осушування газу, що закачується, завдяки переходу його проміжних компонентів у нафту. В результаті створюються умови для необмеженого змішування нафти зміненого (полегшеного) складу з газом, що нагнітається, і протікає процес, близький до поршневого витіснення.

В таблиці 10.1 наведені результати досліджень оцінки впливу водо-газової дії на коефіцієнт витіснення нафти і динаміки фазових проникностей при застосуванні азоту та вуглекислого газу.

Таблиця 10.1 – Порівняння усереднених результатів досліджень водо-газової дії на коефіцієнт витіснення нафти

Тип колектора	Пористість, %	Проникність, мД[32]	Температура, °С	В'язкість нафти, МПа·с	Газ	Початкова нафтонасиченість, %	Коефіцієнт витіснення, %	Приріст, $К_{вит}$, %
карбонатний	12,1	19,9	63	0,94	CO_2	0,74	62	24
карбонатний	9	30	63	0,94	азот	0,78	55	11

[32] мД – мілідарсі. Дарсі (англ. *Darcy unit*) – одиниця коефіцієнта проникності, якщо витрата рідини становить 10^{-3} м³/с при динамічному коефіцієнті в'язкості рідини 10^{-3} Па·с, довжині зразка пористого середовища 1 м, площі фільтрації 1 м² і перепаді тиску $0{,}98 \cdot 10^{-6}$ Па: 1Д = $1{,}02 \cdot 10^{-12}$ м². Названа на честь французького інженера-гідравліка Анрі Дарсі (1803 – 1858)

Проведені дослідження з визначення коефіцієнта витіснення показують, що найбільші значення приросту коефіцієнта витіснення досягаються з використанням вуглекислого газу завдяки його фізико-хімічним властивостям.

До чинників, що обмежують доцільність застосування газових методів збільшення нафтовилучення, слід віднести неоднорідність колектора, високу тріщинуватість, наявність газової шапки та невеликі глибини залягання покладу.

Неоднорідність і тріщинуватість відіграють істотну роль, так як при фільтрації газ проходить переважно по високопроникних пропластках або тріщинах, при цьому низькопроникні пропластки залишаються не охопленими впливом.

Також, важливим чинником при плануванні методів збільшення нафтовилучення за допомогою закачування CO_2, є наявність необхідної кількості вуглекислого газу з високим ступенем очищення протягом досить великого періоду часу, так як тривалість багатьох проєктів сягає понад 10 років.

Сьогодні у світі використовуються три основні групи джерел сировини для отримання діоксиду вуглецю в промислових масштабах.

До *першої групи* належать джерела сировини, використання яких забезпечує одержання чистого діоксиду вуглецю без спеціального обладнання для підвищення його концентрації. До цієї групи входять гази хімічних і нафтохімічних виробництв, гази спиртового бродіння на пивоварних, спиртових і гідролізних заводах із вмістом CO_2 92 – 99 %.

До *другої групи* належать джерела сировини, використання яких забезпечує одержання діоксиду вуглецю методом фракційної конденсації. До цієї групи входять гази малопоширених хімічних виробництв, із вмістом CO_2 80 – 95 %.

До *третьої групи* належать джерела сировини, використання яких забезпечує отримання чистого діоксиду вуглецю тільки за допомогою спеціального обладнання. До цієї групи входять продукти згоряння вуглецьвмісних речовин (природного газу, рідкого палива, коксу та інших) у котельнях, відхідні гази вапняних і цементних заводів, із вмістом CO_2 30 – 40 %.

10.2. Світовий досвід застосування газових методів

Огляд світового досвіду застосування газових методів у 142 проєктах у 8 країнах наведений на рисунку 10.2. Виходячи з одержаних розподілів, бачимо, що реалізація проєктів починається

при різних значеннях нафтонасиченості колекторів, а отже, і на різних стадіях розробки. Також, проєкти реалізуються на різних глибинах, але основний обсяг в інтервалі від 1500 – 2000 метрів. Найвищою ефективністю характеризуються інтервали глибин від 2500 до 3500м.

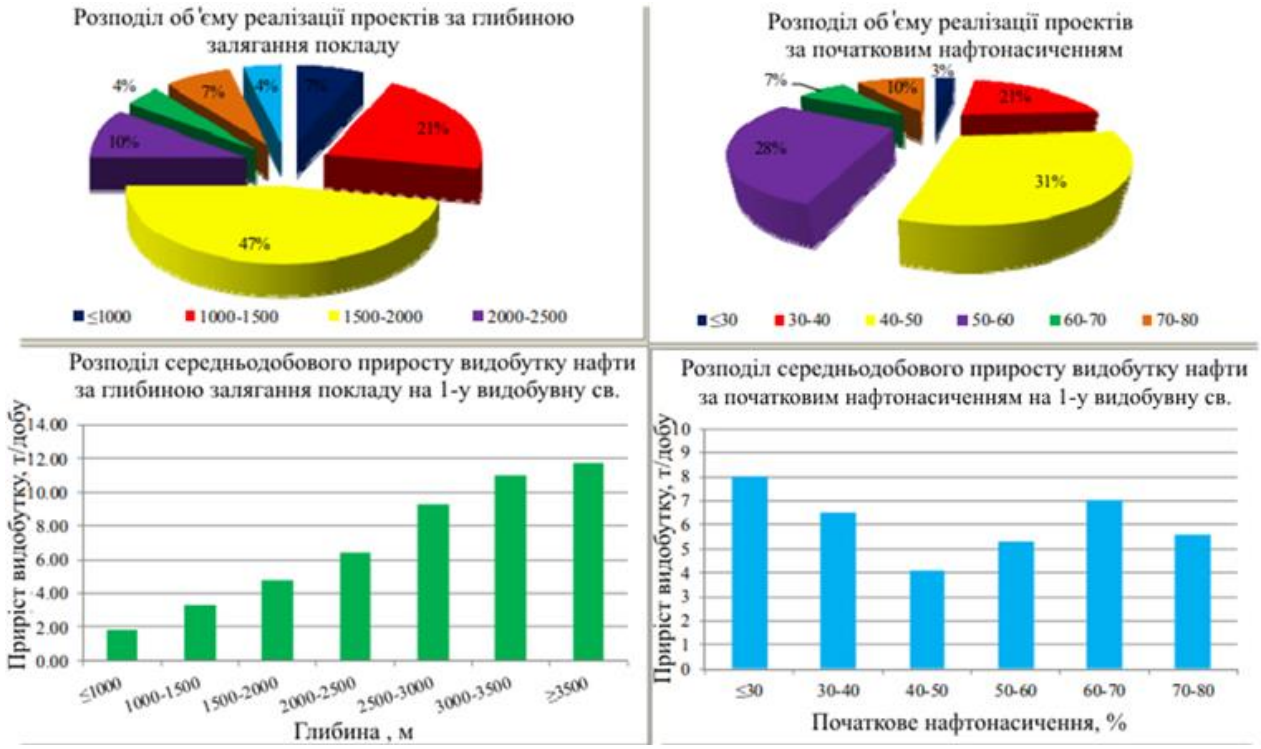


Рисунок 10.2 – Розподіл обсягу реалізації проєктів за глибиною і початковою нафтонасиченістю

На рисунках 10.3, 10.4 зображено розподіл обсягу реалізації проєктів за проникністю і пористістю. З аналізу наведених даних можна відзначити, що межі застосування закачування за проникністю достатньо великі, причому найбільше проєктів належить до низько-проникних колекторів із коефіцієнтом проникності меншим за 5 мД.

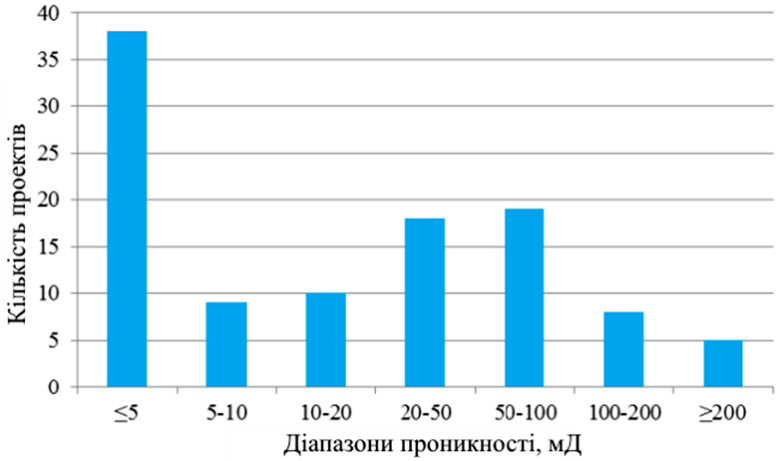


Рисунок 10.3 – Розподіл обсягу реалізації проєктів за проникністю



Рисунок 10.4 – Розподіл обсягу реалізації проєктів за пористістю

На сьогодні розробка низькопроникних колекторів є дуже актуальною, так як ці колектори містять важковидобувні запаси нафти, видобування яких вимагає окремих нетрадиційних підходів.

З детального розгляду отриманого досвіду на родовищах у США, Китаї, та ін. можна стверджувати, що газовий метод, із незначними обмеженнями, можна застосовувати майже повсюдно.

Контрольні питання

1. Які агенти використовують для газових методів підвищення нафтовилучення?

2. Які переваги використання повітря як агента для підвищення нафтовилучення?

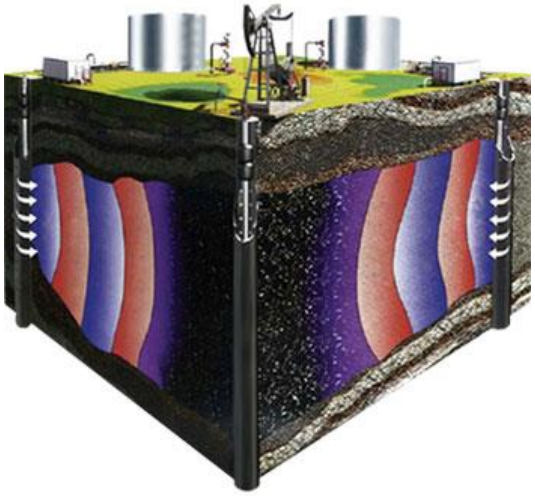
3. Які переваги використання вуглекислого газу як агента для підвищення нафтовилучення?

4. Які переваги використання азоту як агента для підвищення нафтовилучення?

5. Які переваги використання вуглеводневих газів як агента для підвищення нафтовилучення?

11. ХІМІЧНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Хімічні методи підвищення нафтовилучення (МПН) застосовуються для додаткового вилучення нафти із дуже виснажених заводнених нафтоносних пластів із розсіяною нерегулярною нафтонасиченістю.



Об'єктами застосування є поклади з низькою в'язкістю нафти (не більше 10 МПа·с), низькою солоністю води, продуктивні пласти представлені карбонатними колекторами з низькою проникністю (рис. 11.1).

Рисунок 11.1 – Застосування хімічних методів для витіснення нафти

11.1 Витиснення нафти водними розчинами ПАР

Заводнення водними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР) спрямоване на зниження поверхневого натягу на межі «нафта – вода», збільшення рухливості нафти та покращення витіснення її водою. Внаслідок поліпшення змочуваності породи водою вона проникає в пори, заповнені нафтою, рівномірніше рухається пластом і краще витісняє нафту.

Поверхнева активність, яку проявляють органічні речовини, обумовлена не лише хімічною будовою, а й зовнішніми умовами: характером середовища, фазових станів, концентрацією ПАР, температурою.

Зазвичай ПАР – це органічні речовини, що містять у молекулі вуглеводневий радикал і одну або кілька полярних груп. Гідрофільною частиною є карбоксильна (–COOH), сульфатна ($-OSO_3-$) і сульфонатна ($-SO_3-$) групи, а також групи $-CH_2-CH_2-O-CH_2CH_2-$ або групи, що містять азот. Гідрофобна частина складається переважно з парафінового ланцюга, прямого або розгалуженого, з бензольного або нафталінового кільця з алкільними радикалами.

За йонною характеристикою всі ПАР поділяються на дві великі групи: *нейоногенні сполуки*, тобто такі, що не дисоціюють на йони (НПАР) при розчиненні у воді, та *йоногенні сполуки*, які у воді

розпадаються на йони, як звичайні електроліти. Залежно від того, які йони зумовлюють поверхневу активність йоногенних речовин, їх прийнято поділяти: на аніоноактивні (АПАР), катіоноактивні (КПАР) та амфотерні. Аніонні ПАР активніші в лужних розчинах, катіонні – в кислих, амфотерні – в обох.

За розчинністю у воді та мастилах ПАР поділяють на три групи: водо-, водомасло- та маслорозчинні.

Водорозчинні ПАР складаються з гідрофобних вуглеводневих радикалів і гідрофільних полярних груп, що забезпечують розчинність всієї сполуки у воді. Їхньою характерною особливістю є поверхнева активність на межі розділу вода – повітря.

Водомаслорозчинні ПАР застосовують переважно в системах нафта – вода. Гідрофільні групи в молекулах таких речовин забезпечують їхню розчинність у воді, а досить довгі вуглеводневі радикали – розчинність у вуглеводнях.

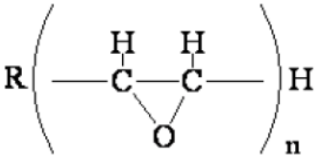
Маслорозчинні ПАР не розчиняються і не дисоціюють (або слабко дисоціюють) у водних розчинах.

У нафтовій промисловості застосовуються як водорозчинні, так і нафторозчинні деемульгатори. Нафторозчинні мають перевагу, яка полягає в тому, що вони, змішуючись із нафтою, легше проникають у поверхневі шари глобул і не вимиваються водою.

В технології підвищення нафтовилучення найширше застосування знайшли нейоногенні поверхнево-активні речовини (НПАР).

Цей вид ПАР налічує понад 50 речовин різних груп. Серед них найбільшого поширення набули оксиетильовані ізононілфеноли типів ОП-10, АФ9-4, АФ9-6, АФ9-10, АФ9-12, переважно через великі об’єми їх промислового виробництва.

Перевага НПАР полягає в їх сумісності з водами високої мінералізації та значно меншою адсорбцією порівняно з йоногенними ПАР. Їх отримують приєднанням оксиду етилену до органічних кислот, спиртів, амінів. В результаті одержують хімічні сполуки типу:



Зі збільшенням *n* (тобто довжини оксиетиленового ланцюжка) збільшується їх розчинність у воді.

Застосування ПАР у різних технологіях підвищення нафтовилучення з пластів є найкращим з погляду збереження

колекторських властивостей продуктивних пластів, впливу на процес підготовки і транспортування нафти. Це визначається багатоплановим механізмом дії ПАР:

– добавка ПАР у воду знижує міжфазний натяг води на межі з нафтою;

– добавка ПАР у воду за допомогою зниження поверхневого натягу зменшує крайові кути змочування, тобто збільшує змочуваність породи водою;

– водні розчини ПАР виявляють миючу дію відносно нафти, що покриває поверхню породи тонкою плівкою, сприяючи розриву плівки нафти;

– краще витіснення нафти водою, що містить ПАР, пов'язане також із впливом ПАР на реологічні властивості нафти. Введення ПАР у нафту призводить до ізолювання мікрокристалів парафінів і руйнування просторової структури, що утворюється ними, до зменшення в'язкості нафти.

Можна виділити такі технологічні етапи та процеси, пов'язані з використанням ПАР:

– магістральний транспорт реагенту або його складових;

– централізоване зберігання;

– доставка до дозувальних установок або до свердловин;

– підготовка свердловин, водоводів та іншого обладнання до закачування розчинів ПАР;

– дослідження свердловин і пластів;

– змішування та підігрівання реагентів на дозувальній установці, на свердловині або на інших промислових об'єктах;

– дозування та подача ПАР у воду, що нагнітається;

– закачування розчину ПАР у нафтовий пласт;

– контроль за процесом закачування та управління ним.

Ефективність витіснення нафти з пластів розчинами ПАР залежить від ступеня диспергування нафти у заводненій області пласта, структури порового простору, частки нафти, що залишилась у вигляді плівок на зернах породи у всій залишковій нафті, характеру фізико-хімічної взаємодії ПАР і порід-колекторів тощо. Тому підбір конкретної ПАР для заданих пластових умов є складною інженерною задачею.

11.2. Витиснення нафти розчинами полімерів

До технологій, за допомогою яких можна збільшити коефіцієнт вилучення нафти (КВН), належить полімерне заводнення. У воді розчиняють високомолекулярний полімер (поліакриламід), що має здатність навіть при малих концентраціях істотно підвищувати в'язкість води, знижувати її рухливість і підвищувати охоплення пластів заводненням.

Основна і найпростіша властивість полімерів полягає в загущенні води. Це призводить до зменшення співвідношення в'язкості нафти і води в пласті та скорочення умов прориву води, обумовлених різницею в'язкості або неоднорідністю пласта.

Крім того, полімерні розчини, маючи підвищену в'язкість, краще витісняють не тільки нафту, а й пов'язану пластову воду з пористого середовища. Тому вони вступають у взаємодію зі скелетом пористого середовища, тобто породою та цементуючою речовиною. Це спричиняє адсорбцію молекул полімерів, які випадають із розчину на поверхню пористого середовища та перекривають канали або погіршують фільтрацію в них води. Полімерний розчин переважно надходить у високопроникні шари, і задяки цим двом ефектам – підвищенню в'язкості розчину та зниженню провідності середовища – відбувається суттєве зменшення динамічної неоднорідності потоків рідини та, як наслідок, підвищення охоплення пластів заводненням.

Станом на початок XXI ст. метод полімерного заводнення застосовується на родовищах як із легкою, так і з важкої нафтою. Полімери, які при цьому використовуються, здатні витримувати високі температури і високий рівень мінералізації протягом тривалого часу. Зазвичай, полімерне заводнення застосовується при несприятливому відношенні мобільностей при заводненні водою або при певному ступені неоднорідності пласта, коли закачування полімеру допоможе знизити рухливість води у високопроникних зонах, підтримуючи витіснення нафти із низькопроникних зон.

11.3. Витиснення нафти лужними і кислотними розчинами

Метод лужного заводнення нафтових пластів заснований на взаємодії лугів із пластовою нафтою та породою. При контакті лугу з кислотними компонентами нафти (органічними кислотами) утворюються водорозчинні солі, що мають властивості поверхнево-активних речовин (ПАР). Утворені ПАР адсорбуються на контакті

нафта–вода і поверхні порід, знижують міжфазний натяг (МФН) і змінюють змочуваність теригенних порід (у вапняках змочуваність практично не змінюється). Механізм лужного впливу має інтегральний характер: на повноту вилучення нафти основний вплив надає процес осадоутворення, потім зниження міжфазного натягу на межі нафта–вода і часткова гідрофобізація породи. Лужне заводнення найбільш перспективне для витіснення в'язких нафт, що містять кислотні компоненти, на родовищах із високою обводненістю свердловинної продукції та неоднорідною будовою теригенних колекторів.

Застосування розчинів лугів – один із найефективніших способів зменшення контактного кута змочування породи водою, тобто гідрофілізації пористого середовища, що призводить до підвищення коефіцієнта витіснення нафти водою.

До складу лужних розчинів входять їдкий натр (каустична сода), гідрат оксиду амонію (аміачний розчин), силікат натрію (рідке скло), розчинені у воді. При малих об’ємах дії застосовують концентрований розчин товарного лугу. Розчини лугу готують на опрісненій воді із вмістом солей кальцію та магнію до 7–8 мг-екв/л.

При *циклічному закачуванні розчину лугу і води* облямівка залежить від ступеня неоднорідності, складу і властивостей пластової води і нафти, і не повинна бути меншою від 0,2–0,5 об'єму пласта, що дренується. Процес можна інтенсифікувати поперемінним закачуванням у пласт лужного агента і розчину з компонентами, здатними при взаємодії із лугами утворювати осади, нерозчинні у воді. Зазвичай це розчини силікату натрію, хлористого магнію або кальцію. Осадоутворення знижує рухливість пластової рідини в тих зонах, куди надійшла більша частина води, що нагнітається, запобігаючи її прориву.

Однією з модифікацій методу є *силікатно-лужне заводнення та закачування аміачної води*, засновані на утворенні нерозчинних осадів при взаємодії хімічних реагентів із компонентами пластової води, внаслідок чого підвищується охоплення пласта витісненням. Лужне заводнення дозволяє збільшувати коефіцієнт витіснення нафти на 15 % порівняно з традиційним.

Для підвищення нафтовилучення пластів застосовують також *сірчанокислотне заводнення*. Механізм витіснення нафти сірчаною кислотою полягає в утворенні кислого гудрону в найбільш промитій водою зоні та поверхнево активних водорозчинних сульфокислот. Зниження міжфазного натягу до 3–4 мН/м посилює відмиваючий

ефект нафти з частковим її розчиненням у сульфокислотах і водопроникність промитих зон завдяки кольматації в'язкої смолянистої маси. Застосовують технічну сірчану кислоту концентрацією до 96 % або алкільовану сірчану кислоту (АСК) концентрацією 80–85 %. Технологія полягає у закачуванні в пласт облямівки сірчаної кислоти в кількості до 15 % порового об’єму пласта з наступним підключенням загальної системи заводнення.

11.4. Кислотні обробки привибійної зони свердловин

Кислотні обробки свердловин призначені для очищення вибоїв, привибійної зони, НКТ від сольових, парафінисто-смолистих відкладень та продуктів корозії при освоєнні свердловин із метою їх запуску, а також для збільшення проникності порід.

Солянокислотні обробки. При взаємодії соляної кислоти і карбонатних порід (вапняків, доломітів) відбуваються хімічні реакції.

Під впливом соляної кислоти в породах привибійної зони свердловини (ПЗС) утворюються порожнини, каверни, канали роз'їдання, внаслідок чого збільшується проникність порід, а відтак і продуктивність нафтових (газових) і приймальність нагнітальних свердловин.

До робочого розчину соляної кислоти додають такі реагенти як: інгібітор, стабілізатор, інтенсифікатор.

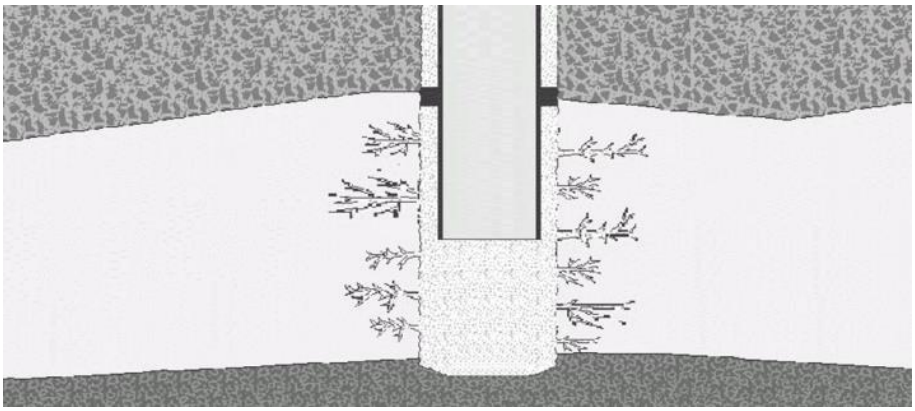


Рисунок 11.2 – Солянокислотна обробка привибійної зони свердловини

1. *Інгібітори* – речовини, що знижують корозійну дію кислоти на обладнання. Як інгібітор використовують: формалін (0,6 %); унікол (0,1 %); реагент И-1-А (0,4 %) у суміші з уротропіном (0,8 %); катапін А (0,1 %) тощо. Ці інгібітори знижують корозійну активність соляної кислоти від 7–8 (формалін) до 20 раз (катапін А).

2. *Стабілізатори*, наприклад, хлористий барій – речовини, необхідні для утримання в розчиненому стані деяких продуктів реакції розчину HCl із залізом, цементом і пісковиками, а також для видалення із розчину соляної кислоти шкідливої домішки – сірчаної кислоти і перетворення її на нерозчинну сіль барію.

3. *Інтенсифікатори* – поверхнево-активні речовини (ПАР), які знижують у 3–5 разів поверхневий натяг на межі нафта–нейтралізована кислота та прискорюють і полегшують очищення привибійної зони від продуктів реакції та від прореагованої кислоти.

Глинокислотні обробки. Застосовуються для збільшення проникності піщаних колекторів у нафтогазовидобувних і нагнітальних свердловинах після буріння, під час експлуатації і ремонтних робіт. Хімічно активною частиною глинокислотних розчинів є суміш соляної (10–15 % HCl) і плавикової (1–5 % HF) кислот. Поряд із соляною кислотою при проведенні глинокислотних обробок використовують ортофосфорну кислоту (5–15 % H_3PO_4).

Азотнокислотні обробки. Ефективність застосування азотної кислоти та композицій на її основі забезпечує зниження в'язкості нафт із великим вмістом асфальто-смолистих речовин. Окрім того, продукти реакції азотної кислоти з породою пласта проявляють деемульгуючий вплив на обводнену пластову нафту.

Розрізняють такі різновиди кислотних обробок: кислотні ванни, прості кислотні обробки (ПКО), кислотні обробки під тиском, пінокислотні обробки, багаторазові обробки, поінтервальні (ступінчасті) кислотні обробки, кислотоструминні (гідромоніторні) обробки, спирто-піно-кислотні обробки, газокислотні обробки, глинокислотні обробки, термохімічні обробки, термокислотні обробки.

Кислотні ванни призначені для очищення поверхні відкритого вибою і стінок свердловини від цементної та глинистої кірок, смолистих речовин, продуктів корозії, кальцієвих відкладів із пластових вод, а також для очищення фільтра у свердловині зі спущеним перфорованим хвостовиком в інтервалі продуктивного об'єкта, вивільнення прихопленого корком підземного обладнання, очищення вибою і фільтрової частини після ремонтних робіт.

Об'єм робочого розчину, при кислотній ванні становить не більше об'єму стовбура (колони) у заданому інтервалі. Його закачують до вибою, не продавлюючи в пласт. Розчин кислоти витримують в інтервалі обробки 16 – 24 год. Потім кислоту, що

відреагувала, разом із продуктами реакції видаляють із свердловини зворотним промиванням. Як промивну рідину використовують воду.

Проста кислотна обробка призначена для впливу на породи привибійної зони свердловини з метою збільшення їх проникності.

Процес ведеться з обов'язковим задавлюванням кислоти в пласт. Спочатку закачують нафту чи воду, потім при відкритому затрубному просторі – розрахункову кількість приготовленого робочого розчину соляної кислоти. При цьому об’єм першої порції кислоти розраховують так, щоб вона заповнила труби та кільцевий простір від підошви до покрівлі пласта. Після цього закривають засувку на затрубному просторі свердловини і під тиском закачують у свердловину залишки кислотного розчину. Кислота починає проникати в пласт. Кислоту, що залишилася в трубах і фільтровій частині свердловини продавлюють у пласт нафтою або водою.

Кислотну обробку під тиском застосовують з метою продавлювання кислоти в малопроникліінтервали продуктивного пласта. Продавлювання кислоти проводять із застосуванням пакера.

При відкритій засувці затрубного простору свердловини та непосадженому пакері у свердловину закачують кислотний склад в об'ємі труб і підпакерного простору, після чого затрубний простір герметизують пакером і закачують кислоту в об’ємі спущених труб із максимальним підвищенням темпу закачування. Слідом за кислотою, не знижуючи тиску, прокачують розрахунковий об’єм продавочної рідини і закривають засувку. Свердловину залишають у спокої до повного спаду або стабілізації тиску.

Пінокислотні обробки застосовують при значній товщині пласта та низьких пластових тисках. У привибійну зону свердловини вводять аерований розчин кислоти і поверхнево-активних речовин (ПАР) у вигляді піни. При таких обробках використовують кислотний агрегат, компресор і аератор. Пінокислотна обробка має наступні переваги:

– кислотна піна повільніше розчиняє карбонатний матеріал, що сприяє глибшому проникненню активної кислоти в пласт;

– кислотна піна має меншу густину і підвищену в'язкість, що дозволяє збільшити охоплення впливом усієї продуктивної товщини пласта;

– вміст у піні ПАР знижує поверхневий натяг кислоти на межі з нафтою, а стиснене повітря, що знаходиться в піні, при зниженні тиску після обробки, розширюється у багато разів; усе це разом сприяє поліпшенню умов припливу нафти у свердловину і значно полегшує її освоєння.

Багаторазові обробки полягають у тому, що привибійну зону свердловини обробляють кілька разів із інтервалами між обробками 5 – 10 діб із метою виведення свердловини на максимальну продуктивність за короткий термін.

Поінтервальні (ступінчасті) обробки кількох інтервалів пласта значної товщини проводяться з метою повного охоплення пласта або окремих продуктивних пропластків.

Поінтервальна обробка пласта здійснюється шляхом ізоляції оброблюваної ділянки свердловини за допомогою пакера, елементами ущільнювачів якого є чашовидні манжети, розташовані вгорі і внизу пакера.

Після обробки першого інтервалу і короткочасної його експлуатації, примусово-направленим способом діють на наступний інтервал або пропласток тощо, поки повністю не буде охоплена вся товщина пласта або всі його пропластки.

Поінтервальні обробки застосовують у нафтових, газових і нагнітальних свердловинах із відкритим вибоєм, а також у свердловинах, закріплених обсадною колоною. Їх проведення доцільне після виходу свердловин із буріння або в початковий період їх експлуатації.

Кислотоструминні (гідромоніторні) обробки проводяться через гідромоніторні насадки (сопла). При цьому розчинна дія активної кислоти і механічна руйнуюча дія струменя великого напору сприяють: очищенню стінок свердловини від цементної та глинистої кірок; руйнуванню і видаленню щільних вибійних піщаних корків струменями рідини, направленими в корок; інтенсивному руйнуванню порід із створенням каналів розчинення в заданому інтервалі пласта для його наступного направленого гідравлічного розриву.

При гідромоніторних обробках необхідно забезпечувати максимально можливу для даного діаметра сопла швидкість висхідного струменя.

Термохімічні обробки – обробки свердловин гарячою соляною кислотою, нагрівання якої відбувається внаслідок теплового ефекту екзотермічної реакції соляної кислоти з магнієм або деякими його сплавами в спеціальному реакційному наконечникові, який спускається на НКТ в межі інтервалу, наміченого під обробку. Такі обробки застосовують для очищення привибійної зони свердловин від асфальто-смолистих, парафінових та інших матеріалів.

Термокислотні обробки – комбінований процес, у першій фазі якого здійснюється термохімічна обробка, у другій (без перерви у часі) – звичайна, проста соляно-кислотна обробка.

Наповнений магнієм наконечник спускають на трубах (або колоні гнучких труб) у свердловину і встановлюють у зоні оброблюваного інтервалу пласта. Потім закачують нафту і за нею, без перерви, 15 % розчин соляної кислоти. Швидкість прокачування кислоти має бути такою, щоб протягом всього процесу на виході наконечника була однакова запланована температура та постійна кислотність розчину. Для завантаження наконечника використовують магній у вигляді стружок чи брусків квадратного або круглого перерізу.

Термохімічну обробку найдоцільніше застосовувати у свердловинах при температурі вибою не більше 40°С.

11.5. Витиснення нафти композиціями хімічних реагентів. Міцелярні розчини

Міцелярні розчини – розчини поверхнево-активних речовин (ПАР), в яких великі молекулярні (йонні) асоціати (міцели) перебувають у термодинамічній рівновазі з неасоційованими молекулами (йонами).

Такі міцели є у визначеному для кожної ПАР інтервалі температур і концентрацій. Міцелярні розчини – ліофільні колоїдні системи. У міцелярних розчинах із високополярним, звичайно водним, розчинюючим (дисперсійним) середовищем внутрішню частину міцел утворюють гідрофобні, а зовнішню частину – гідрофільні групи, у випадку неполярних вуглеводневих середовищ усередині міцел зосереджені гідрофільні групи, ззовні – гідрофобні.

Міцелярні розчини (МР) – прозорі і напівпрозорі рідини. Вони переважно однорідні і стійкі до фазового розділення, у той час як емульсії нафти у воді або води в нафті непрозорі, різнорідні за будовою глобул і мають фазову нестабільність.

Механізм витіснення нафти міцелярними розчинами визначається їх фізико-хімічними властивостями. Через те, що міжфазний натяг між розчином і пластовими рідинами (нафтою і водою) дуже низький, розчин, усуваючи дію капілярних сил, витісняє нафту і воду. При розпорошеному залишковому нафтонасиченні заводненого пористого середовища перед фронтом витіснення міцелярним розчином розрізнені глобули нафти зливаються в

безперервну фазу, накопичується вал нафти – зона підвищеного нафтонасичення, а за нею – зона підвищеного водонасичення.

Нафтовий вал витісняє (збирає) лише нафту, пропускаючи крізь себе воду. У зоні нафтового валу швидкість фільтрації нафти більша за швидкість фільтрації води. Міцелярний розчин, що йде за водяним валом, захоплює нафту, що відстала від нафтового валу, і витісняє воду з повнотою, яка залежить від міжфазного натягу на контакті з водою. Такий механізм процесів фільтрації рідини спостерігається під час витіснення залишкової (нерухомої) нафти із заводненого однорідного пористого середовища.

Міцелярне заводнення (*англ. micellar flooding*) – технологія фізико-хімічного підвищення нафтовилучення нагнітанням у поклад міцелярного розчину, що забезпечує істотне зниження міжфазного поверхневого натягу. При міцелярному заводненні відбувається витіснення нафти облямівками міцелярних розчинів, що просуваються по пласту спочатку полімерним розчином, а потім водою. Міцелярний розчин складається з міцел (мікроасоціатів) або згустків водо- і нафторозчинних ПАР, здатних поглинати великі кількості води (до 80 % від об'єму розчину). При цьому зовнішньою фазою (дисперсним середовищем) залишається нафта. Отже, МР здатний змішуватися в пористому середовищі з нафтою (не утворюючи меж розділу і менісків) незважаючи на вміст у ньому великої кількості води. Зі збільшенням у розчині внутрішньої фази міцели збільшуються, що призводить до зміни фаз: міцелярний розчин із зовнішньою нафтовою фазою переходить у розчин із зовнішньої водної фазою, який добре змішується з водою. До складу міцелярного розчину входять вуглеводнева рідина, вода і ПАР різного складу, включаючи спирти.

Вміст ПАР у розчині досягає 5 – 10 %, тому міцелярні розчини мають велику вартість. Для їх просування по пласту використовують розчини полімерів, висока в'язкість яких дозволяє застосовувати облямівки МР менших об'ємів. Змішуваність міцелярних розчинів із водою і нафтою, а також досить низький поверхневий натяг на межі розділу МР із нафтою і водою створюють сприятливі умови для витіснення нафти. Коефіцієнт витіснення при заводненні міцелярними розчинами становить 80 – 98 %.

Міцелярно-полімерне заводнення спрямоване на усунення капілярних сил у заводненні пластів і витісненні залишкової нафти. Міцелярні розчини – це колоїдні системи з вуглеводневої рідини і води, стабілізовані сумішшю ПАР. Як відомо, залишкова нафта у заводнених пластах утримується в нерухомому стані, поверхнево-

молекулярними і капілярними, а також силами в'язкості у слабопроникних шарах пласта. При цьому міжфазний натяг між міцелярними розчинами і пластовими рідинами (нафтою і водою) слабкий, тому розчин усуває дію капілярних сил, витісняючи нафту і воду. З метою витіснення облямівки міцелярного розчину в пласт слідом за цим розчином нагнітають полімерний розчин із в'язкістю, близькою до в'язкості міцелярного розчину, а потім звичайну воду. Внаслідок цього у пласті утворюються шість зон:

1) – зона вихідної нафтової насиченості пласта;
2) – нафтовий вал;
3) – водяний вал;
4) – облямівка міцелярного розчину;
5) – буфер рухливості;
6) – зона звичайної води.

Метод міцелярного заводнення дозволяє додатково отримувати до 15 – 40 % залишкової нафти.

На рисунку 11.1 наведена технологічна схема міцелярно-полімерного заводнення. Ємності *11* призначені для зберігання ПАР

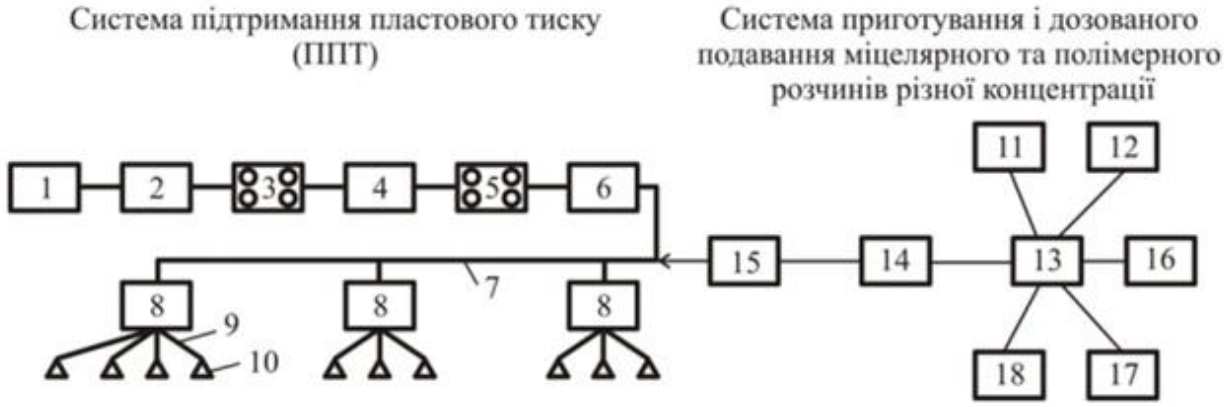


Рисунок 11.3 – Технологічна схема заводнення міцелярно-полімерними розчинами

1 – водозабір; 2 – насосна станція першого підйому; 3 – буферні ємності для зібраної води; 4 – водоочисна станція; 5 – буферні ємності для підготовленої води; 6 – насосна станція другого підйому; 7 – магістральний трубопровід; 8 – кущові насосні станції; 9 – розвідні водоводи; 10 – нагнітальні свердловини; 11 – ємності для зберігання ПАР; 12 – барокамера; 13 – відцентровий насос; 14 – змішувальна ємність; 15 – дозувальні насоси; 16 – ємності для зберігання нафтових сульфонатів; 17 – ємності для зберігання нейоногенної ПАР; 18 – ємності для зберігання полімерного розчину

миролу-1. Якщо ПАР поставляються в бочковій тарі, то їх подають у барокамеру *12* для підігріву. З ємностей *11, 12, 17* ПАР подаються у змішувальну ємність *14* відцентровим насосом *13*. У зимовий час розчин ПАР, який знаходиться у змішувальній ємності постійно підігрівають. 50 %-ий розчин подається дозувальними насосами *15* на насос другого підйому *6*.

Оскільки технологія полягає в нагнітанні у свердловини облямівок різних хімічних реагентів, то в технологічній схемі для нагнітання в пласт ПАР передбачені додаткові ємності для зберігання нафтових сульфонатів *16*, нейоногенної ПАР *17*, полімерного розчину *18*.

Важливим завданням при реалізації будь-якого методу, з використанням невеликих за об'ємом облямівок робочих агентів, і зокрема, методу міцелярно-полімерного заводнення, є запобігання руйнуванню облямівок і забезпечення рівномірного їх просування від нагнітальної до видобувних свердловин для досягнення максимального охоплення пласта.

11.6. Мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення

Мікробіологічна дія – це технології, засновані на біологічних процесах, у яких використовуються мікробні об'єкти. Мікробіологічні методи є перспективною технологією для вилучення залишкової нафти, яку не вдається видобути іншими способами. Додатковий видобуток нафти за допомогою мікроорганізмів ґрунтується на цілеспрямованому використанні їх фізіолого-біохімічних особливостей.

До них відноситься здатність мікроорганізмів розвиватись у широкому діапазоні температур, тисків, солоності вод, в аеробних та анаеробних умовах, здатність використовувати для розвитку та життєдіяльності різноманітні джерела живлення та енергії: від H_2, CO_2 до нафти. Закачані в пласт мікроорганізми метаболізують вуглеводні нафти та виділяють корисні продукти життєдіяльності:

– спирти, розчинники та органічні і жирні кислоти, які призводять до зменшення в'язкості, зниження температури плинності нафти, а також видаляють парафіни та включення важкої нафти з пористих порід, збільшуючи їх проникність;

– біополімери, які, розчиняючись у воді, підвищують її густину, полегшують вилучення нафти при використанні технології заводнення;

– біологічні поверхнево-активні речовини, які зменшують тертя «порода–флюїд»;

– гази (CH_4, CO_2, N_2, H_2), які збільшують тиск усередині пласта та допомагають протискувати нафту до стовбура свердловини.

Основні сфери застосування методу – це стимуляція свердловин, очищення свердловин від парафіну, зміна в'язкості флюїдів, модифікація важких нафт і бітумів у пласті, підвищення нафтовилучення із пластів.

Передбачувані механізми збільшення нафтовилучення базуються на властивостях мікробних метаболітів, під дією яких можуть змінюватися властивості порід, нафти та пластових вод. Так, гази сприяють набуханню нафти, зниженню її в'язкості та збільшенню пластового тиску. Органічні кислоти, здатні розчиняти кальцити, збільшують пористість та проникність порід. БіоПАР та жирні кислоти можуть знижувати міжфазний натяг на межі вода – нафта, можуть сприяти міцелоутворенню.

Ферменти мікроорганізмів спричиняють деструкцію важких нафт і бітумів та у поєднанні з біоПАР збільшують їх рухливість. Утворювані розчинники типу ацетону, метанолу, етанолу, бутанолу розріджують нафту. Біополімери здатні збільшувати в'язкість пластових вод, можуть закупорювати пори та тріщини.

У світовій практиці мікробіологічні методи отримали назву методу МЕОР (Microbial enhanced Oil Recovery – MEOR).

Мікробіологічні методи розвиваються у двох напрямках:

– введення в пласт бактеріальної продукції, отриманої на поверхні (мікроорганізми вирощують у ферментерах великої ємності), потім використовують або культуральну рідину, що містить потрібні метаболіти, або виділяють та отримують метаболіти в чистому вигляді;

– утворення нафтовитискаючих продуктів мікроорганізмами у пласті.

Виділення вказаних напрямків є досить умовним, тому що ряд мікроорганізмів можна використовувати для утворення нафтовитис-куючих агентів як у пласті, так і в ферментерах великої ємності на поверхні.

Що стосується мікроорганізмів, сконструйованих генно-інженерними методами, то використання їх на поверхні має переваги, оскільки в пласті неможливо або вкрай складно створити селективні умови, які запобігають втраті цінних ознак.

Розробляються такі технології мікробіологічного методу, засновані на утворенні метаболітів мікроорганізмами у пласті:

– у пласт вводиться культура мікроорганізмів або асоціація культур разом із поживним субстратом, зазвичай мелясою з солями азоту та фосфору або без солей;

– у пласт вводиться лише поживний субстрат типу меляси із солями азоту для активації аборигенної мікрофлори;

– у пласт вводиться аерований розчин солей азоту та фосфору для активації пластової мікрофлори, яка повинна існувати завдяки окисненню пластової нафти;

– у пласт вводиться асоціація аеробних мікроорганізмів, здатних розвиватися у нафті, разом із розчином солей азоту і фосфору та каталізатором для забезпечення анаеробних умов пласта.

Перед застосуванням будь-якої технології необхідно ретельно вивчити геологічні та петрофізичні особливості родовища, історію його розробки, дослідити колекторські властивості порід, склад і властивості нафти, води, вивчити аборигенну мікрофлору.

Головна перевага мікробіологічних методів – мінімальні витрати, можливість отримання залишкової нафти, екологічна чистота.

Основні недоліки мікробіологічних методів збільшення нафтовилучення:

– значні обмеження можливостей розмноження мікроорганізмів у колекторі;

– необхідність видалення бактерій із нафти, через можливість проявів їх токсичності;

– небажаний вплив вуглеводнів на функції мікроорганізмів;

– нездатність штамів і видів бактерій синтезувати в необхідній кількості поверхнево-активні речовини і активні компоненти, що сприяють виходу нафти.

Тому у світових нафтовидобувних компаній знизилась зацікавленість методами МЕОР. Актуальною є проблема подальшого розвитку мікробіологічних способів нафтовилучення і перехід на більш перспективні й універсальні біотехнологічні способи.

Контрольні питання

1. Яка мета застосування хімічних методів підвищення нафтовилучення?

2. Які поклади є об'єктами застосування хімічних методів?

3. В чому полягає метод витиснення нафти водними розчинами ПАР?

4. В чому полягає метод витиснення нафти розчинами полімерів?

5. В чому полягає метод витиснення нафти лужними розчинами?

6. З якою метою проводяться кислотні обробки привибійної зони свердловин?

7. Що розуміють під солянокислотними обробками свердловини?

8. Що розуміють під глинокислотними обробками свердловини?

9. Що розуміють під азотнокислотними обробками свердловини?

10. В чому полягає метод витиснення нафти композиціями хімічних реагентів – міцелярних розчинів?

11. В чому полягає мікробіологічний метод підвищення нафтовилучення?

12. ГІДРОДИНАМІЧНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення призначені для збільшення коефіцієнта охоплення слабко проникних нафтонасичених об'ємів пласта витіснювальною водою шляхом оптимізації режимів нагнітання і відбирання рідини при заданій сітці свердловин та порядку їх введення в роботу. Ці методи є подальшою оптимізацію технології процесу заводнення і тому не потребують її істотної зміни.

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

Гідродинамічні методи при заводненні дозволяють інтенсифікувати поточний видобуток нафти, збільшувати ступінь вилучення нафти, а також зменшувати об’єми води, що прокачується через пласти, і знижувати поточну обводненість видобувної рідини.

До гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення можна віднести усі види заводнення (циклічне заводнення, зміна напрямів фільтраційних потоків, форсований відбір рідини, створення високих тисків нагнітання, інтегровані технології, бар'єрне заводнення на газонафтових покладах, установлення оптимальних репресій та депресій на пласти, часткове зниження пластового тиску нижче тиску насичення). Ефективність гідродинамічних методів на початковій стадії розробки нафтових родовищ може досягати 5 – 6 % і більше, а на пізній стадії – 1 – 1,5 %.

12.1. Нестаціонарне (циклічне) заводнення

У неоднорідних пластах вода, що нагнітається, проривається до видобувних свердловин крізь високопроникні шари, пропластки, зони, ділянки, залишаючи невитісненою нафту в слабкопроникних прошарках, ділянках, зонах. Таке явище може мати місце і в однорідних пластах при підвищеній в'язкості нафти, завдяки

нестійкості фронту витіснення. Це призводить до утворення за фронтом заводнення ділянок безсистемного чергування заводнених високопроникних і менш проникних нафтонасичених прошарків.

Додаткове охоплення заводненням не залучених до розробки нафтонасичених шарів, пропластків, зон, ділянок може сприяти збільшенню нафтовилучення з пластів під час звичайного заводнення. Одним з ефективних шляхів досягнення цієї мети може бути запропоноване у 1950-х роках циклічне або, як його іще називають, імпульсне нестаціонарне заводнення неоднорідних продуктивних пластів і, як супутній йому, спосіб зміна напрямків фільтраційних потоків рідини.

Метод циклічного заводнення заснований на періодичній зміні режиму роботи покладу шляхом припинення і відновлення закачування води і відбору, внаслідок чого більш повно використовуються капілярні і гідродинамічні сили.

У пластах, які мають неоднорідність за розмірами пор, проникності шарів, пропластків, зон, ділянок і нерівномірну їх нафтонасиченість (заводненість), викликану цими видами неоднорідності, а також відбором нафти та нагнітанням води через дискретні точки – свердловини, штучно створюється нестаціонарний тиск. Це досягається зміною об’ємів нагнітання води у свердловини або відбору рідини зі свердловин у певному порядку шляхом їх періодичного підвищення чи зниження.

Внаслідок нестаціонарного, змінюваного в часі впливу на пласти в них періодично проходять хвилі підвищення і зниження тиску. Шари, зони та ділянки малої проникності, насичені нафтою, розташовуються в пластах безсистемно, мають низьку п'єзопровідність[33], а швидкості поширення в них тиску значно нижчі, ніж у високопроникних насичених шарах, зонах, ділянках. Тому між нафтонасиченими та заводненими зонами виникають різні за знаком перепади тиску. При підвищенні тиску в пласті, тобто зі збільшенням об’єму нагнітання води або зниженням відбору рідини, виникають позитивні перепади тиску: у заводнених зонах тиск вищий, а в нафтонасичених – нижчий.

---

[33] П′єзопровідність – здатність середовища передавати тиск. Швидкість передачі тиску характеризується коефіцієнтом п'єзопровідності $\chi = k / \mu \cdot \beta^*$, де k – коефіцієнт проникності пористого середовища, м²; μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с; β^* – коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пористого середовища, $Па^{-1}$

При зниженні тиску в пласті, тобто при зменшенні об'єму води, що нагнітається, або підвищенні відбору рідини, виникають негативні перепади тиску: в нафтонасичених зонах тиск вищий, а в заводнених – нижчий. Під дією знакозмінних перепадів тиску відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті. Це сприяє проникненню води в зони пласта, раніше не охоплені впливом.

Циклічне заводнення ефективне на родовищах, де застосовується звичайне заводнення, особливо в гідрофільних колекторах, які капілярно краще утримують воду, що проникла в них. В неоднорідних пластах ефективність циклічного заводнення вища, ніж звичайного заводнення.

12.2. Зміна напрямів фільтраційних потоків

Оскільки при практичному впровадженні циклічного заводнення часто не вдається здійснити одночасне тимчасове припинення закачування або відбору у всіх свердловинах, то в цьому виді заводнення одночасно реалізується ідея підвищення нафтовилучення зміною напрямку потоків фільтрації.

Технологія методу полягає в тому, що нагнітання води зупиняється в одних свердловинах і переноситься на інші, внаслідок чого повинна забезпечуватися зміна напрямів фільтраційних потоків до 90°.

Фізична суть процесу така. У ході звичайного заводнення внаслідок в'язкісної нестійкості процесу витіснення утворюються цілики нафти, обійдені водою. При витісненні нафти водою водонасиченість вздовж напрямку витіснення зменшується. Після перенесення фронту нагнітання в пласті створюються змінні за величиною і напрямком градієнти гідродинамічного тиску, в результаті чого закачана вода входить у застійні малопроникні зони, велика вісь яких тепер перетинається з лініями течії, і витісняє з них нафту в зони інтенсивного руху води. Об'єм води нагнітання вздовж фронту доцільно розподілити пропорційно зміні залишкової нафтонасиченості (відповідно до зміни водонасиченості).

Зміна напрямків фільтраційних потоків забезпечується шляхом додаткового розрізання покладу на блоки, організації осередкового заводнення, перерозподілу відборів і нагнітання між свердловинами, створення циклічного заводнення. Метод технологічний, потребує лише малого резерву потужності насосних станцій та наявності

активної системи заводнення (поперечні розрізаючі ряди, комбінація приконтурного і внутрішньоконтурного заводнень тощо).

Зміна напрямку фільтраційних потоків між свердловинами (в плані) підсилює процес циклічної дії в напрямку збільшення охоплення пластів заводненням.

Метод дає змогу підтримати досягнутий рівень видобутку нафти, знизити поточну обводненість продукції і збільшити охоплення пластів заводненням. Він ефективніший при підвищеній неоднорідності пластів, високов'язкій нафті і застосуванні в першій третині основного періоду розробки.

12.3. Форсований відбір рідини

Форсований відбір рідини застосовується на пізній стадії розробки, коли обводненість сягає понад 75 %. При цьому нафтовилучення зростає внаслідок збільшення градієнта тиску та швидкості фільтрації. При застосуванні цього методу до розробки залучаються ділянки пласта, не охоплені заводненням, а також відбувається відрив плівкової нафти з поверхні породи.

Суть методу полягає у створенні високих градієнтів тиску на поклад шляхом зменшення вибійних тисків $p_в$. При цьому в неоднорідних, дуже обводнених пластах залучаються до розробки залишені цілики нафти, лінзи, тупикові і застійні зони, малопроникні пропластки тощо.

Умови ефективного застосування методу:

а) обводненість продукції не менше 80 – 85 % (початок завершальної стадії розробки);

б) високі коефіцієнти продуктивності свердловин і високі вибійні тиски;

в) можливість збільшення дебітів (колектор стійкий, немає небезпеки проривання сторонніх вод, обсадна колона технічно справна, є умови для застосування високопродуктивного обладнання, пропускна здатність системи збирання і підготовки продукції достатня).

Для вирішення питання щодо застосування методу на конкретній свердловині необхідно попередньо вивчити залежність дебіту нафти від дебіту рідини. Дебіти рідини слід призначати за максимумом дебіту нафти. Техніка форсування відбирань може бути різною: штангові насоси при повному завантаженні обладнання, електровідцентрові насоси, які розраховані на великі подачі тощо.

Вплив на привибійну зону пласта з метою розширення профілів припливу і приймальності, підвищення якості розкриття пласта і освоєння свердловин, також сприяє збільшенню нафтовилучення.

12.4. Створення високих тисків нагнітання

Величина тиску нагнітання впливає на техніко-економічну ефективність заводнення. У практиці заводнення спостерігається тенденція до підвищення тиску нагнітання на гирлі від 5 до 16 – 20 МПа, а в окремих випадках до 20 – 30 і навіть до 40 МПа.

Узагальнення досвіду заводнення і спеціальні дослідження показали що:

а) при існуючих режимах нагнітання води заводненням охоплюється невелика частина нафтонасиченої товщі пласта (20 – 25 %);

б) при певних тисках нагнітання проникні (а часто і високопроникні) колектори воду не приймають;

в) при підвищенні тиску нагнітання до значення гірничого тиску збільшується товщина інтервалів пласта, які приймають воду (збільшується охоплення товщі заводненням);

г) залежність приймальності від тиску нагнітання є нелінійною, причому темп приросту приймальності значно вищий, ніж темп приросту тиску. Це пояснюється тим, що з ростом тиску нагнітання тріщини пласта розкриваються і збільшується їх проникність, переборюється граничний градієнт тиску зсуву для неньютонівських нафт і систем; виникає інерційний опір, який спричиняє протилежне тиску нагнітання та приймальності викривлення індикаторних ліній.

На індикаторній діаграмі «приймальність – тиск нагнітання» можна виділити такі тиски: p' – перший критичний тиск нагнітання, який відповідає тиску розкривання або утворення тріщин у найслабкішому за механічною міцністю інтервалі пласта (нижньою межею його є гідростатичний тиск, який становить близько 0,4 від вертикального гірничого тиску); p'' – другий критичний тиск нагнітання, який відповідає максимальному значенню охоплення пласта витісненням за товщиною, а перевищення його призводить до різкого збільшення тріщинуватості, утворення кількох великих тріщин, які приймають воду (він близький до гірничого тиску або трохи перевищує його).

Технологія методу полягає у створенні високих тисків нагнітання в діапазоні тисків p' та p''. Це забезпечує:

а) збільшення поточних дебітів свердловин і пластового тиску (проте недопустимо підвищувати його в зоні відбирання вище тиску p'');

б) зниження обводненості продукції внаслідок інтенсивнішого припливу нафти із малопроникних пропластків;

в) зменшення впливу неоднорідності колектора внаслідок відносно більшого приросту приймальності малопроникного пропластка порівняно із високопроникним;

г) підвищення поточного коефіцієнта нафтовилучення при значно меншій витраті води внаслідок залучення до вироблення додаткових запасів нафти.

Застосування методу потребує вирішення ряду технічних задач. Серійні насоси забезпечують на викиді тиск до 20 МПа, що дає змогу використовувати метод для покладів, розташованих на глибинах лише до 1000 – 1500 м. Для створення високих тисків нагнітання потрібно спорудити або реконструювати КНС і прокласти нові розвідні водоводи, розраховані на високий тиск, а це призведе до великих витрат. Можна використати існуючі КНС і водоводи, але тоді біля нагнітальних свердловин треба встановлювати індивідуальні дотискувальні насосні установки, наприклад, занурені відцентрові електронасоси (з тиском до 30 МПа), які розташовуються вертикально у свердловинах-шурфах. Слід також забезпечити високу надійність конструкції нагнітальних свердловин, розробити надійніші конструкції пакерів тощо. Проте застосування методу може бути основою впровадження й інших методів (циклічне заводнення, полімерне заводнення тощо).

12.5. Інші гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення

Інтегровані технології

Такі технології виділяються в окрему групу і не належать до звичайного заводнення водою з метою підтримання пластового тиску. Ці методи спрямовані на вибіркову інтенсифікацію видобутку нафти.

Приріст видобутку досягається шляхом організації вертикальних перетоків у шарувато-неоднорідному пласті через малопроникні переділки з низькопроникних шарів у високопроникні на основі спеціального режиму нестаціонарного впливу (рис. 12.1).

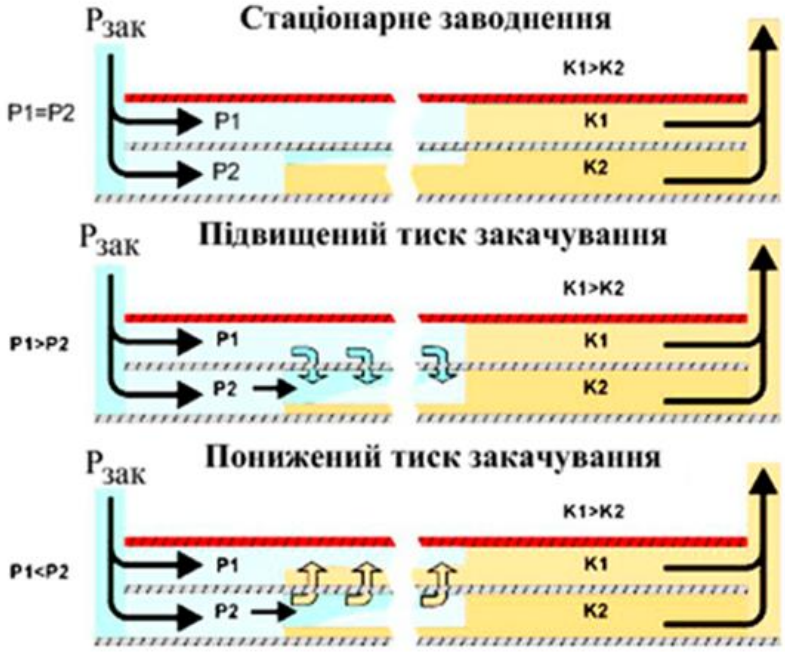


Рисунок 12.1 – Механізм циклічного впливу на пласт

Бар'єрне заводнення на газонафтових покладах

Експлуатація газонафтових родовищ ускладнюється можливими проривами газу до вибоїв свердловин, що значно ускладнює їх експлуатацію внаслідок високого газового фактора. Суть бар'єрного заводнення полягає в тому, що нагнітальні свердловини розташовують в зоні газонафтового контакту. Закачування води та відбори газу і нафти регулюють таким чином, щоб виключити взаємні перетікання нафти у газову частину покладу, а газу – у нафтову частину.

Методи збільшення нафтовилучення, пов'язані із системою розробки нафтового покладу

Вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення пластів залежить від величини коефіцієнта розчленування (піскуватості). В монолітних пластах вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення є несуттєвим, а в розчленованих пластах – значним.

Темп розробки під час заводнення слабко, але позитивно впливає на нафтовилучення. У ряді випадків в окремих покладах нафти така залежність простежується більш виразно.

Щільність сітки свердловин на ранніх стадіях розробки в середньому несуттєво впливає на коефіцієнт поточного нафтовилучення. Відносний вплив щільності сітки свердловин зростає на пізніх стадіях розробки.

Співвідношення числа нагнітальних і видобувних свердловин несуттєво впливає на кінцеве нафтовилучення, але збільшення цього

співвідношення прискорює темпи видобутку нафти, поточне нафтовилучення на ранніх стадіях розробки, в переривчастих пластах – також і кінцеве нафтовилучення.

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

Встановлення оптимальних величин репресії і депресії на пласт

Експериментальні дослідження, які кількісно встановлювали наявність оптимальної швидкості витіснення нафти водою, були виконані в 1964 році. Дослідження дозволили перейти від швидкості витіснення до встановлення залежності між нафтовилученням і градієнтом тиску, що забезпечував нафтовилучення. В свою чергу, градієнт тиску залежить від величини репресії або депресії. Дослідженнями було також доведено, що для досягнення максимального нафтовилучення у безводний період необхідно встановити менші градієнти тиску на поклад, а у водний період – вищі. Вищі перепади тиску між нагнітальними і видобувними свердловинами сприяють підключенню в розробку слабкопроникних пластів. Збільшення градієнтів тиску сприяє збільшенню темпів вироблення нафтових покладів у безводний період розробки і незначно впливає на нафтовилучення у водний період.

Часткове зниження пластового тиску нижче тиску насичення нафти

Така дія на пласт позитивно впливає на показники розробки і нафтовіддачу покладу. Часткове розгазування нафти в пласті сприяє зменшенню водонафтового фактора, частковому зниженню продуктивності високопроникних пластів внаслідок зменшення фазової проникності для води. Ефект вільного газу в пористому середовищі при заводненні виражається в фазових проникностях. Одночасно значну роль у підвищенні нафтовилучення відіграє ефект заміщення, дія якого полягає в тому, що під час часткового розгазування (зниження пластового тиску нижче тиску насичення) в порових каналах (переважно глухих) з нафти виділяється газ, витісняє її в канали, через які відбувається фільтрація нафти і води. Створення таким способом у пласті режиму витіснення газованої нафти водою сприяє кращому витісненню нафти з низькопроникних пластів.

Питання полягає в тому, на яку величину можна в пласті знижувати тиск нижче тиску насичення. Ця величина переважно залежить від властивостей нафти і їх зміни в міру зниження тиску

(звичайно від 10 до 30 %). Вона з великими труднощами піддається аналітичному визначенню і тому, головним чином, визначається експериментально.

Завдяки частковому зниженню тиску нафтовилучення можна збільшити в межах від 2 – 3 % до 8 – 10 %.

Надмірне зниження тиску нижче тиску насичення призводить до зменшення нафтовилучення, головним чином, завдяки збільшенню в'язкості нафти і зменшенню фазової проникності для нафти за умов, коли газова фаза, що утворюється, стає рухливою.

Контрольні питання

1. Які методи підвищення нафтовилучення відносяться до гідродинамічних методів?

2. Поясніть технологію методу циклічного заводнення.

3. Поясніть технологію методу зміни напрямів фільтраційних потоків.

4. Поясніть технологію методу форсованих відборів рідини.

5. Поясніть технологію методу інтегрованих технологій підвищення нафтовилучення.

6. Поясніть технологію методу бар'єрного заводнення на газонафтових покладах.

13. ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

На тепер більшість родовищ нафти експлуатуються з використанням заводнення, що забезпечує підтримання пластового тиску та високий темп вилучення нафти. Істотним недоліком цієї технології є обводненість свердловинної продукції, що невпинно зростає, і нерівномірне вироблення запасів у неоднорідних колекторах складної будови.

Актуальним є підвищення нафтовилучення з неоднорідних покладів за допомогою залучення в розробку низкопроникних пластів, оскільки велика кількість родовищ в Україні перебуває на пізній стадії експлуатації, а частка важковидобувних запасів нафти зростає. Однією з технологій підвищення нафтовилучення в неоднорідних низькопроникних пластах, що застосовується в світовій практиці, є потоковідхилюючі методи (ПВМ) які іноді називають фізико-хімічними методами заводнення. Із понад 400 технологій ПВМ, використовується близько ста.

Потоковідхилюючі методи заводнення засновані на закачуванні в нагнітальні свердловини обмежених об’ємів спеціальних реагентів, призначених для зниження проникності високопроникних прошарків пласта (аж до їх блокування), з метою вирівнювання приймальності свердловини по розрізу пласта і створення більш рівномірного фронту витіснення і зменшення проривів води у видобувні свердловини.

Одне з основних завдань, яке вирішують методи вирівнювання профілю приймальності свердловин – це зміна кінематики потоків води, що нагнітається, в присвердловинній зоні пластів внаслідок ізоляції високопровідних каналів. Досягти цього можна шляхом цілеспрямованого їх тампонування спеціальними складами. При цьому в більшості випадків відбувається перерозподіл об’ємів закачування за товщиною пласта, зменшення або повна ізоляція фільтраційних потоків у промитих високопроникних інтервалах та підключення порової матриці.

Найбільше застосування як спеціальні тампонувальні склади знайшли дисперсні системи, гелеутворюючі склади і розчини полімерів.

13.1. Класифікація застосовуваних складів для вирівнювання профілів приймальності нагнітальних свердловин

Найбільш затребуваними з потоковідхилювальних технологій є застосування поліакриламіду (ПАА) та його модифікацій (зшиті полімерні системи, полімер-дисперсні склади, полімерно-лужне заводнення тощо). Питома технологічна ефективність цих методів дуже висока – від 1000 до 5000 т нафти на 1 т витрат сухого полімеру.

Весь спектр потоковідхилювальних технологій можна розділити на три основні групи композицій за розміром кольматуючих частинок та ефективною в'язкістю.

Перша група охоплює технології впливу на присвердловинну зону пласта, засновані на застосуванні волокнисто-дисперсних систем, що кольматують тріщини та промиті водою інтервали пласта. Вода, що нагнітається в пласт, фільтрується по нових каналах, впливаючи на застійні нафтонасичені зони. Відмінною особливістю цих складів є те, що не треба витрачати час і додаткові засоби для утворення твердих частинок, вони вже присутні в закачуваній композиції, ці склади закачуються у готовому вигляді.

Розмір дисперсних частинок від 10 до 500 мкм, допускається наявність частинок до 1 мм. Для порівняння розмір пор – 10 – 120 мкм. Ефективна в'язкість розчинів до 200 мПа·с. Склади належать до крупнодисперсних малов'язких композицій.

Базовими технологіями цієї групи є:

− дисперсний склад на основі деревного борошна (ДС);

− торфо-гуматний склад на основі фрезерованого торфу (ТГС);

− дисперсний склад на основі лігніну та глинопорошку (ЛДС);

− склад на основі технічного вуглецю (ТВ).

До *другої групи* відносяться технології впливу на присвердловинну зону, засновані на застосуванні осадо-гелетвірних складів.

Ці склади відносяться до групи дрібнодисперсних високов'язких. В'язкість запомповуваних систем складає до 300 – 500 мПа·с і зростає в міру «зшивання» частинок гелю[34] або гелеутворення. Діаметри зшитих гель-частинок більші розмірів пор, проте ці частинки здатні рухатись у високопроникних інтервалах, що доведено численними дослідами. Утворення осадів і гелів відбувається не на поверхні, а в пласті, в результаті впливу температури через певний проміжок часу.

[34] Гелі – драглеподібні дисперсні системи, з просторовою структурою, в якій дисперсна фаза утворює граткову порувату просторову структуру, заповнену рідким дисперсійним середовищем.

Штучне утворення осадів і гелів досягається застосуванням таких базових композицій (водних розчинів):

− складу на основі силікату натрію, хлоридів кальцію і натрію та кислот (СО, ГеУ і т.п.);

− осадоутворюючого складу на основі сірчанокислого натрію, хлориду кальцію та миючого детергенту (дезинфікуючого) складу МДС (КС-2);

− композиції на основі сірчанокислого алюмінію, хлориду кальцію та кальцинованої соди (ДОС);

− осадоутворюючого складу на основі карбонату кальцію, хлориду амонію та сульфатів металів (АМОС).

Ця група охоплює розчини, отримані на основі змішування гідролізованого ПАА та домішок (відомі під назвою ПДС), внаслідок чого утворюється осад у вигляді великих агрегатів зшитих полімерних частинок.

Зі складів цієї групи знайшли застосування в'язкопружні гелі (ВПГ) на основі ПАА та допоміжних реагентів – ініціаторів зшивання та зшивачів (КССБ, хромпіку, лігніну, хлориду амонію, ацетату хрому) та склади, приготовлені на основі біополімеру БП-92.

До *третьої групи* композицій належать комплексні склади, що поєднують зазначені вище типи складів.

Послідовне закачування в нагнітальну свердловину двох або декількох базових складів, забезпечуючи комплексність, дозволяє регулювати проникність присвердловинної зони, диференційовано впливаючи на різнопроникні інтервали розрізу.

13.2. Світовий досвід застосування потоковідхилювальних методів

ПВМ ефективно застосовують у США протягом багатьох років; наприклад застосування полімерних складів було основною технологією в групі хімічних методів, і до середини 1980-х років відзначалось зростання обсягів впровадження, проте у 2000-х роках відбулося різке зниження застосування ПВМ у зв'язку з падінням цін на нафту.

Розробкою складів із застосуванням силікатів для гідроізоляції нафтових пластів (гелетвірні склади) займаються фірми: Texaco Inc., Union Oil Company, Conaco Inc. та ін.

Також у світовій практиці успішно застосовуються склади на основі силікагелів, розроблені компаніями «Haliburton», «Amoco» та

«Standard»; склади показали високу ефективність у технологіях збільшення нафтовилучення із пластів та обмеження водоприпливу у видобувних свердловинах.

Перспективним напрямком розвитку досліджень із розробки потоковідхилювальних методів є використання біополімерів, наприклад, склад із біополімерами на основі ксантану. Вперше такий склад для підвищення нафтовилучення з пластів запроваджено на родовищах Північного моря у 1980-х роках. Основними виробниками ксантанових полімерів є фірми: "Статойл" (Норвегія), Рон Пуленк (Франція), "Келко Мерк" (США).

На родовищах Казахстану застосовувалися технології закачування полімер-дисперсних складів (ПДС) і полімер-гелевих складів (ПГС) як активних домішок при заводненні. Перші результати впровадження нових технологій підвищення нафтовилучення з пластів у Казахстані датуються 1981 – 2002 роками.

У 2005 році на родовищі Жанажол, у східній частині Прикаспійської западини (Казахстан), продуктивні пласти якого представлені карбонатними колекторами, також вперше було застосовано потоковідхилювальну технологію зшитих полімерних систем (ЗПС). Як полімерну систему використано поліакриламід (ПАА) та зшивач (ацетат хрому), а також прісну воду.

13.3. Сфера застосування потоковідхилювальних методів

Основними критеріями для підбору ділянок/свердловини для проведення технології ПВМ є:

– вертикальна і площова неоднорідність пласта;

– неоднорідний профіль приймальності за промислово-геофізичними дослідженнями (ПГД);

– різка динаміка обводнення реагуючих видобувних свердловин з характерним збільшенням темпів обводненості вище за середні значення по об'єкту.

Підбір технології визначається також із додаткових умов геолого-фізичної характеристики пласта та технологічних показників експлуатації свердловини/дільниці.

Критерієм застосування технологій ПВМ є наявність як мінімум трьох реагуючих видобувних свердловин на одну нагнітальну. Реагуючі свердловини визначаються за результатами індикаторних (трасерних) досліджень або за коефіцієнтами кореляції взаємовпливу свердловин (непрямий метод).

Технічна придатність нагнітальних свердловин для застосування технології ПВМ визначається наявністю або відсутністю заколонних перетікань або непродуктивного виходу рідини закачування з нафтоносного розрізу.

Основні геологічні критерії застосування потоковідхилювальних технологій:

– проникність колектора – від 0,05 до 0,5 мкм^2 (від 50 до 500 мД);

– температура пласта – не нижче 70 °С для термотропних складів;

– коефіцієнт розчленованості – не менше 1,4.

Зазначений діапазон зміни проникності обумовлює значення приймальності нагнітальних свердловин. При проникності колектора меншій 0,05 мкм^2 приймальність нагнітальних свердловин низька і процес закачування відбувається при високих гирлових тисках. Проникність нижча 0,05 мкм^2 знижує приймальність нагнітальної свердловини на 10 – 20 %. Верхня межа застосування технологій ПВМ за проникністю обумовлена наявною лінійкою застосовуваних технологій. Так, при високій проникності приймальність нагнітальних свердловин може становити 700 м^3/добу і більше, що вимагає застосування різних модифікацій технологій з крупно- та дрібнофракційними наповнювачами.

Розчленованість пласта і коефіцієнт варіації проникності повинні розглядатися в комплексі, необхідно визначити наявність недренованих або слабкодренованих прошарків у розрізі нагнітальної свердловини. Якщо її розріз представлений рівномірним чергуванням прошарків із мінімальним розкидом коефіцієнта проникності, ефективність ПВМ у такій свердловині буде значно нижчою, ніж у свердловині з наявністю непрацюючих інтервалів чи прошарків. Розглянемо докладніше сферу застосування та основні властивості окремих технологій:

– зшиті полімерні склади (табл. 13.1);

– силікат-гелеві склади (табл. 13.2);

– емульсійні склади (табл. 13.3).

За даними таблиць 1 – 3 можна відзначити, що всі три технології можна застосовувати як для теригенних, так і для карбонатних колекторів (порових і порово-тріщинних).

Таблиця 13.1 – Основні властивості та сфера застосування зшитих полімерних складів

Галузь застосування	– теригенні та карбонатні колектори (ТК та КК); – колектор поровий, тріщинно-поровий; – коефіцієнт розчленування, більший 2; – проникність для ТК не менше ніж 0,1 мкм2, для КК не менше ніж 0,05 мкм^2; – температура у зоні закачування дещо більше 90 °С
Основні властивості	– регулювання часу гелеутворення в діапазоні від кількох годин до 10 діб; – здатність проникати в глибину пласта на значні відстані та створювати великі екрани для перерозподілу гідродинамічних опорів; – висока селективність фільтрації

Таблиця 13.2 – Основні властивості та сфера застосування силікат-гелевих складів

Галузь застосування	– теригенні та карбонатні колектори, що розробляються заводненням; – колектор поровий, тріщинно-поровий; – проникність для ТК не менше 0,08 мкм^2, для КК не менше 0,05 мкм^2; – температура у зоні закачування дещо більше 300 °С
Основні властивості	– розчини не схильні до механічної, термоокиснювальної та біологічної деструкції; – низькі гідродинамічні опори при закачуванні та висока селективність фільтрації; – висока термостабільність

Таблиця 13.3 – Основні властивості та сфера застосування емульсійних складів

Галузь застосування	– теригенні та карбонатні колектори (ТК та КК); – колектор поровий, тріщинно-поровий; – проникність не менше 0,05 мкм^2; – температура у зоні закачування до 90 °С
Основні властивості	– низькі значення міжфазного натягу на межі з нафтою; – гідрофобізуюча дія на промиті водонасичені ділянки пласта колоїдно-дисперсними частинками АСПК; – залишковий чинник опору; – висока нафтовитискувальна здатність

Контрольні питання

1. Поясніть суть потоковідхилювальних методів підвищення нафтовилучення.

2. Які матеріали використовуються в потоковідхилювальних методах підвищення нафтовилучення?

3. Опишіть світову практику застосування потоко-відхилювальних методів підвищення нафтовилучення.

4. Назовіть і обґрунтуйте раціональні області застосування потоковідхилювальних методів підвищення нафтовилучення.

14. КОМБІНОВАНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

На практиці у більшості випадків реалізується комбінований принцип впливу на пластову систему, при якому поєднуються гідродинамічний та тепловий методи, гідродинамічний та фізико-хімічний методи, тепловий та фізико-хімічний методи тощо.

Останнім часом у світовій практиці все ширше застосовуються комбіновані технології, засновані на поєднанні теплового та хімічного впливу на пласти.

До таких технологій належать:

– термополімерне заводнення;

– термолужний вплив;

– закачування пари з розчинником;

– парогазовий вплив;

– комбінація теплового впливу із внутрішньопластовою генерацією хімреагентів та ін.

14.1. Комбінація теплового впливу із закачуванням розчинника

При витісненні високов'язкої нафти парою механізм змішуваного витіснення проявляється вкрай слабко. Для підвищення дії цього механізму перед нагнітанням або в процесі нагнітання пари вводять деяку кількість розчинника.

Експериментально встановлено, що існує деяка оптимальна концентрація розчинника у суміші, подальше збільшення якої при однаковому розмірі зони суміші приводить до передчасного прориву суміші на виході. Надлишок розчинника не встигає перемішуватися з вихідною нафтою та створює у пласті канали, якими надалі фільтрується конденсат пари. Про це свідчить зниження темпу зростання коефіцієнта витіснення (рис. 14.1, крива *2*). При середній концентрації розчинника в суміші вона близька до оптимальної (рис. 14.1, крива *3*). В результаті обробки експериментальних даних встановлено, що максимальний приріст коефіцієнта витіснення спостерігається при збільшенні розміру зони суміші до 0,12 – 0,15 від довжини моделі пласта та при оптимальній концентрації розчинника у суміші близько 30 %. У цьому ж інтервалі різко знижується співвідношення в'язкості нафти та суміші нафти з розчинником, що є

визначальним чинником для попередження передчасного прориву розчинника та підвищення ефективності процесу.



На графіку (рис. 14.1) показано зміну коефіцієнта витіснення залежно від об'єму відбору рідини з пласта (в частках порового об'єму) для дослідів із однаковим розміром зони суміші та з різною концентрацією розчинника у суміші. Для порівняння наведено графік залежності для витіснення "чистої" (без розчинника) нафти парою.

Рисунок 14.1 – Зміна коефіцієнта витіснення залежно від об'єму відбору рідини із пласта в частках порового об'єму

1 – базовий дослід, концентрація розчинника 0 %; 2 – концентрація розчинника у зоні суміші 45 %; 3 – концентрація розчинника у зоні суміші 15 %

Як показали дослідження, немає необхідності у створенні облямівки розчинника великих розмірів. Наприклад, для досягнення коефіцієнта витіснення 0,7 при застосуванні облямівки розчинника в розмірі 0,05 від порового об'єму пласта об'єм облямівки пари становить 0,45 від довжини моделі пласта, а без облямівки розчинника – 0,8, тобто майже вдвічі більше.

Враховуючи економічні критерії, рекомендований розмір облямівки розчинника, що передує закачування в пласт пари – 0,05 – 0,1 від порового об'єму пласта.

Отже, за результатами досліджень зроблено такі висновки:

1. Обробка свердловин розчинниками не призводить до зростання нафтовилучення, але дозволяє підвищити темп відбору нафти з покладу за природного режиму розробки.

2. Закачування розчинника перед закачуванням у пласт теплоносіїв сприяє значному збільшенню нафтовилучення та темпів відбору нафти.

3. Закачування у пласт розчинника може використовуватись як метод регулювання процесу теплового впливу, який рекомендується застосовувати для обробки нереагуючих видобувних свердловин та

нагнітальних свердловин з низькою приймальністю з метою зниження фільтраційних опорів привибійних зон.

14.2. Комбіновані технології теплового впливу на пласт із закачуванням газу

Одним із недоліків насиченої водяної пари, як теплоносія, є різке скорочення її об'єму при конденсації пари в міру її руху за пластом. Для усунення цього недоліку до пари, що нагнітається, додаються гази, які не конденсуються (азот, повітря, метан тощо). Додавання газу призводить до зміни відносної проникності, сприяє підтримуванню тиску, а також у відомих випадках впливає на саму нафту внаслідок розчинення та хімічних реакцій газу з фракціями нафти.

Для одночасного нагнітання у пласт пари та продуктів згоряння розроблені спеціальні парогазогенератори. На вхід у парогазогенератор газ та вода подаються відповідно компресором і насосом. До комплекту установки входить камера згоряння високого тиску та випарник, в якому із води за її безпосереднього контакту з продуктами згоряння утворюється пара.

При використанні глибинних парогазогенераторів високого тиску (глибинних парогазогенераторів) передбачається нагнітання в пласт суміші водяної пари та газоподібних продуктів згоряння. У цьому випадку відношення газ–пара залежить від стехіометрії реакції. Так, для отримання 1 т пари сухістю 80 % з питомою ентальпією 570 ккал/кг (беручи за вихідну температуру навколишнього середовища) потрібно 63 кг палива, теплота згоряння якого не нижча за 9500 ккал/кг при тепловому ККД 95 %. Для зниження цього значення слід або комбінувати нагнітання чистої пари та парогазової суміші, або використовувати як окиснювач кисень чи збагачене киснем повітря.

Для підвищення нафтовилучення родовищ в'язкої нафти запропоновано нагнітати разом із парою метан (або природний газ), діоксид вуглецю чи повітря. В лабораторних умовах досліджувався ефект подачі в пласт під час циклу паротеплового впливу невеликих порцій повітря, метану та діоксиду вуглецю.

Збільшення вилучення нафти при нагнітанні газу (при відношенні газ–пара – 3,6 $м^3$/т) припадає на період, коли рівень видобутку з родовища стає дуже низьким; найкращі результати отримані при нагнітанні повітря та метану. Ефективним механізмом при нагнітанні газу є прискорене просування пари в зону гарячої води,

що призводить до інтенсифікації прогріву пласта при однаковій кількості введеного в пласт тепла порівняно із закачуванням лише однієї пари.

Необхідно відзначити, що додавання газу до закачуваного теплоносія може призвести і до негативних наслідків: через велику різницю в значеннях в'язкості газу та рідини можливі випереджаючі прориви газу по високопроникних зонах.

14.3. Закачування в пласт пари з піноутворювальними добавками

Для запобігання передчасним проривам пари по високопроникних каналах у пласт разом із парою закачують термостійкі піноутворювальні ПАР. З метою вибору ефективних термостійких пінних систем для ізоляції високопроникних зон пласта проведено експериментальні дослідження різних пінних композицій та визначено оптимальні склади пін для застосування в промислових умовах. Як піноутворювальні ПАР досліджені такі реагенти: талове масло (побічний продукт промисловості), талове мило та ДС-РАС, які характеризуються достатньою термостійкістю. Як стабілізуючі добавки у пінних розчинах використовували карбоксиметилцелюлозу (КМЦ), метасилікат натрію, карбонат натрію. Як електроліти використовували хлористий кальцій та бішофіт.

У процесі досліджень застосовували композиції наступного складу:

– талове мило – 2,0 %;

– метасилікат натрію – 4,0 %;

– КМЦ або хлористий кальцій – 2,0 %.

На основі проведених експериментальних досліджень з тимчасового піноблокування високопроникних зон пласта на нафтових родовищах можна зробити наступні висновки:

1. Регулювання процесу теплового впливу шляхом тимчасового блокування вироблених зон пласта пінними системами призводить до тимчасового ефекту, який триває до 3 – 4 місяців. Надалі напрям фільтраційних потоків відновлюється і для вирівнювання теплового фронту необхідне повторне блокування вироблених зон.

2. Для підвищення ефективності регулювання процесу теплового впливу доцільно застосовувати стабільніші склади (наприклад, гелетвірні).

На родовищі Мідвей-Сансет у Каліфорнії (США) парові піни використовуються при пароциклічних обробках свердловин десятки років. Цим способом оброблено тисячі свердловин. Як ПАР використовуються оксиалкільовані аміни, які стабільні при температурах до 260 °С. Ці ПАР діють не лише як відхилювачі, сприяючи збільшенню охоплення пласта парою, а й як реагенти, які знижують міжфазний натяг.

Недоліки пінних систем: недостатня стабільність, необхідність для їх генерації протягом тривалого часу закачувати в пласт піноутворні агенти разом із газовою фазою. Крім того, склад включає не менше трьох реагентів.

14.4. Комбіновані технології теплового впливу з внутрішньопластовою генерацією хімічних реагентів

Основні чинники, що обумовлюють підвищення ефективності теплових методів при їх поєднанні з хімічними методами:

– зниження поверхневого натягу на межі розділу витісняємої і витісняючої фаз та поліпшення змочуваності поверхні породи водою;

– розкладання хімічних реагентів під впливом температури з утворенням газів та інших речовин, що підвищують ефективність витіснення;

– утворення водо-, газонафтових емульсій або пінних систем у зонах підвищеної проникності, що сприяє вирівнюванню фронту витіснення та підвищує охоплення неоднорідних пластів процесом нафтовилучення.

Значний інтерес являє використання хімічних сполук, що розкладаються у пласті за високих температур з утворенням нових хімічних сполук – реагентів, які підвищують ефективність вилучення нафти при теплових методах впливу на пласт.

Перспективним напрямком удосконалення технології теплового впливу є використання групи азотовмісних сполук (карбаміду, нітриту натрію, вуглеамонійних солей, вуглеаміакату тощо), які характеризуються наступними властивостями:

– при підвищених температурах (до 60 – 150 °С) розкладаються з утворенням газів (CO_2, NO) та лужних розчинів (NH_4OH), що позитивно впливають на процес нафтовилучення;

– азотовмісні сполуки (АС) є продуктами великотоннажного виробництва промисловості і мають відносно невисоку вартість;

– вибухо-, пожежобезпечні, нетоксичні або слаботоксичні, мають помірну корозійну активність.

АС мають широкий спектр властивостей і тому по-різному впливають на пластову систему.

З великої групи АС широко відоме ефективне застосування лише карбаміду. Значний інтерес являють собою дослідження щодо застосування інших АС, наприклад, вуглеамонійних солей та інших, які можуть розкладатися за значно менших температур, ніж карбамід, і мають нові властивості.

Контрольні питання

1. Які методи впливу на пласти поєднуються в комбінованих технологіях?

2. Назвіть комбіновані технології, засновані на поєднанні теплового та хімічного впливу на пласти.

3. Опишіть технологію «Комбінація теплового впливу із закачуванням розчинника».

4.Опишіть комбіновані технології теплового впливу на пласт із закачуванням газу.

5.Опишіть технологію закачування в пласт пари з піноутворювальними добавками.

6. Опишіть комбіновані технології теплового впливу з внутрішньопластовою генерацією хімічних реагентів.

15. ФІЗИЧНІ МЕТОДИ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН

Найчастіше застосовуваними фізичними методами підвищення нафтовилучення з пласта є:

– гідравлічний розрив пласта (ГРП);

– використання свердловин із горизонтальними совбурами;

– електромагнітний вплив на пласт;

– хвильовий вплив на пласт;

– комплексні методи впливу на пласт.

15.1. Огляд деяких методів збільшення дебіту свердловин

Гідравлічний розрив пласта

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це технологічний процес закачування у продуктивний пласт рідкої суміші під тиском, достатнім для розкриття природних чи утворення штучних тріщин у пласті (зазвичай зі щільних порід) із подальшим закачуванням рідини (на водній або вуглеводневій основі, кислотні розчини тощо) із розклинювачем (пропантом) або без нього для створення високої пропускної здатності з метою отримання припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу гідророзриву (рис. 15.1).

Тріщини, що утворюються при ГРП, мають вертикальну і горизонтальну орієнтацію. Протяжність тріщин сягає від кількох десятків до 100 метрів і більше, ширина – від кількох міліметрів до сантиметрів. Після утворення тріщин у свердловину закачують суміш в'язкої рідини з твердими частинками пропанту[35] – для запобігання змиканню тріщин під дією гірського тиску.

ГРП проводиться в низькопроникних пластах, в яких окремі зони та пропластки не залучаються до активної розробки, що знижує нафтовилучення з об'єкта. Тріщини, що створюються при проведенні ГРП, перетинаючи слабодреновані зони і пропластки, забезпечують їх вироблення; нафта фільтрується з пласта у тріщину гідророзриву і по ній до свердловини, тим самим збільшуючи нафтовилучення.

Недоліками цього методу є, по-перше, нетривалий час збільшення дебіту свердловини, що вимагає проведення частих повторних ГРП; по-друге, застосування сотень реагентів, серед яких

[35] Являє собою гранули з діаметром від 0,5 до 1,2 мм.

ряд токсичних сполук, які з часом можуть проникнути у водоносні горизонти і на поверхню[36].

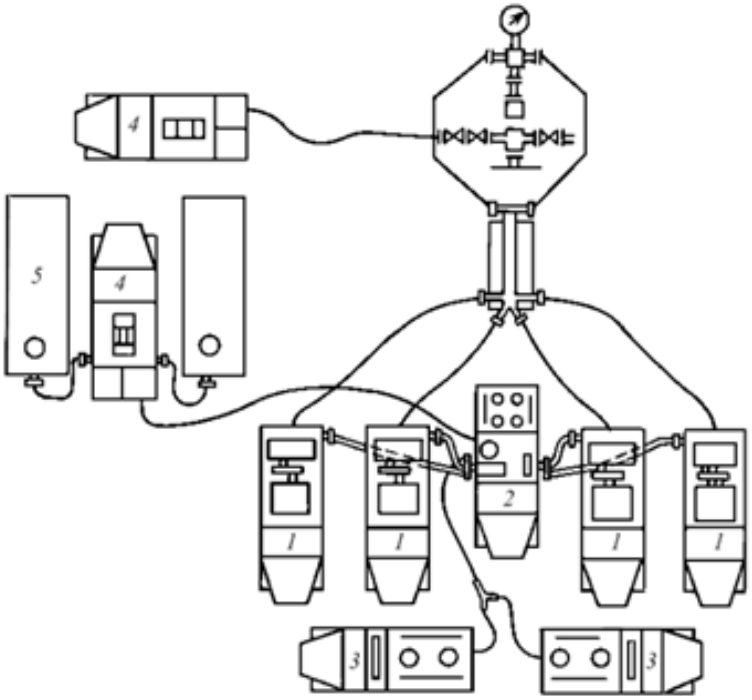


Рисунок 15.1 – Схема обв'язування обладнання гирла свердловини для проведення ГРП

1 – агрегат 2АН-500; 2 – піскозмішувач ЕПА; 3 – автоцистерна 4ЦР; 4 – агрегат 3ЦА-400; 5 – ємність

Свердловини з горизонтальним совбуром

Збільшенням кількості нерентабельних свердловин із малодебітною або обводненою продукцією та бездіяльних аварійних свердловин при переході родовищ до пізніших стадій розробки, коли обводнення продукції або падіння пластових тисків на багатьох пластах (особливо в літологічно неоднорідних зонах нафтоносних пластів із важковидобуваними запасами) випереджає вироблення запасів при існуючій щільності сітки свердловин зумовлює технологів шукати методи підвищення нафтовилучення з пластів. За таких умов ефективною є технологія підвищення нафтовилучення з пластів методом буріння свердловин із горизонтальними совбурами (рис. 15.2). При цьому збільшення нафтовилучення відбувається внаслідок забезпечення більшої площі контакту продуктивного пласта зі стовбуром свердловини.

[36] Theoretical background of rock failure at hydraulic seam fracture and aftereffect analysis / V. Biletskyi, L. Horobets, M. Fyk, A.-S. Mohammed // Mining of Mineral Deposits. – 2018. – Vol. 2. – № 3. – P. 45–55.

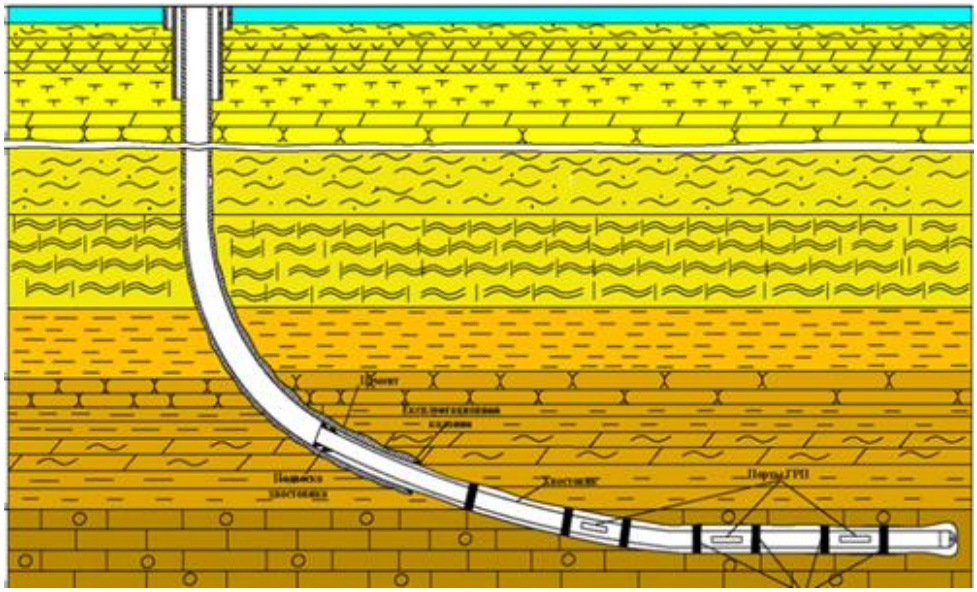


Рисунок 15.2 – Конструкція свердловини з горизонтальним совбуром

Електромагнітний вплив

Метод заснований на використанні внутрішніх джерел тепла, що виникають при дії на пласт високочастотного електромагнітного поля. Зона впливу визначається способом створення в одній або між кількома свердловинами, напруги та частоти електромагнітного поля, а також електричними властивостями пласта. Крім теплових ефектів електромагнітний вплив призводить до деемульсації нафти, зниження температури початку кристалізації парафіну та появи додаткових градієнтів тиску внаслідок силового впливу електромагнітного поля на пластову рідину.

Хвильова дія на пласт

Відомо багато способів хвильового та термохвильового (вібраційного, ударного, імпульсного, термоакустичного) впливу на нафтовий пласт або на його привибійну зону.

Основна мета технології – ввести в розробку низькопроникні ізольовані зони продуктивного пласта шляхом впливу на них пружними хвилями, що загасають у високопроникних ділянках пласта, але поширюються на значну відстань і з достатньою інтенсивністю, щоб збуджувати низькопроникні ділянки пласта.

Застосуванням таких методів можна досягти помітної інтенсифікації фільтраційних процесів у пластах та підвищення нафтовилучення з них у широкому діапазоні амплітудно-частотної характеристики режимів впливу. При цьому позитивний ефект хвильового впливу проявляється як в свердловині, що обробляється, так і в окремих випадках при відповідних режимах обробки, в

свердловинах, віддалених від джерела імпульсів тиску на сотні і більше метрів. Тобто при хвильовій обробці пластів принципово можна реалізувати механізми як локального, так і далекого площового впливу.

15.2. Термогазохімічний метод інтенсифікації припливу вуглеводнів

Одним із перспективних напрямків інтенсифікації видобутку нафти на нафтових родовищах із високим вмістом парафіну і високою ймовірністю подальшого збільшення обводнення пласта є поєднання теплового і хімічного впливу.

Досвід роботи Інституту проблем машинобудування імені А. М. Підгорного (ІПМаш) НАН України в галузі водневої енергетики дозволив створити новий метод збільшення припливу флюїду шляхом впливу на привибійну зону свердловин новими для нафтогазовидобувної промисловості конверсійними матеріалами.

У новій технології інтенсифікація приплив вуглеводнів здійснюється внаслідок очищення порового простору від неорганічних і органічних включень хімічно активними газами, які виділяються паливно-окиснювальними сумішами (ПОС) нового покоління і при горінні у воді гідрореагуючих складів (ГРС). Для отримання паливно-окиснювальних сумішей використовуються водні суспензії балістичних порохів і нітрит-нітратних комплексних сполук карбаміду з домішками полімерних нітрилвмісних компонентів і стабілізаторів горіння. Гідрореагуючі склади отримують із борорганічних сполук, порошкових матеріалів бору і алюмінію в композиції з лужними металами, їх гідридами або термітними сумішами.

Хімічні джерела гарячого газу в технології, названої *імпульсним фізико-хімічним впливом (ІФХВ)*, відрізняються від традиційних складів, що застосовуються у термохімічних обробках:

– в екзотермічних перетвореннях бере участь кілька окиснювачів, основний із них – вода;

– робочим тілом процесу є суміш гарячих газів, в яких важлива роль відведена атомарному і молекулярному водню;

– у передполум'яних процесах окиснення нітрильних складових паливно-окиснювальних сумішей утворюються активні радикали атомарного кисню;

– гази в реакціях газоутворення виділяються один за іншим – імпульсно, а дискретно-імпульсна подача енергії у багато разів перевищує дію будь-якої вибухової речовини.

Наявність атомарного водню і атомарного кисню зафіксовано методом резонансно-флуоресцентної спектроскопії (РФС), визначена концентрація цих активних радикалів. Відомо, що молекули при перебудові первинної структури і в момент утворення переходять в електронно-збуджений, активний стан, їх енергія активації знижується приблизно на 70 %. Тому не тільки водень, але і суміш газів, що утворюється із системи паливно-окиснювальних сумішей, хімічно активна.

Відомо, що крекінгу, піролізу і будь-якій структурній перебудові в першу чергу піддаються високомолекулярні вуглеводні з довгим і розгалуженим ланцюгом вуглецевих атомів, тобто асфальтени, гудрони, смоли тощо. Теплова хвиля газів паливно-окиснювальних сумішей легко розщеплює ці нестійкі ізомерні молекули, процес супроводжується додатковим газоутворенням. При цьому очищується поровий простір пласта, розширюються старі і з'являються нові тріщини, у результаті фільтраційні властивості породи значно поліпшуються.

На стендах і в умовах родовищ доведено, що нові хімічні джерела енергії системи гідрореагуючих складів–паливно-окиснювальних сумішей здатні забезпечити внутрішньопластову переробку не тільки асфальто-смолопарафінових відкладень, але і конденсату, підвищуючи проникність колекторів і продуктивність свердловин.

Для реалізації процесу імпульсного фізико-хімічного впливу на вибій свердловини використовують суспензійний розчин системи «паливно-окиснювальна суміш–гідрореагуючий склад» густиною 1200 – 1300 кг/м^3. Доставку здійснюють закачуванням через насосно-компресорні труби (НКТ) або через затрубний простір. Потім НКТ піднімають на 20 – 30 м вище покрівлі продуктивного пласта і в буферній рідині закачують другий розчин системи «паливно-окиснювальна суміш–гідрореагуючий склад» густиною 1 400 – 1 600 кг/м^3. При зіткненні двох хімічних систем виникає перша теплова хвиля екзотермічних реакцій, яка ініціює передполуменеве окиснення гідрореагуючого складу. Починається виділення активних радикалів атомарного водню, які стають джерелом ланцюгових процесів горіння і переходу усіх компонентів у газову фазу. Багатостадійне горіння різних складових створює імпульси зміни

тиску і хвильові теплові потоки. Швидкість і повнота реалізації термодинамічного потенціалу енергоємних паливних систем регулюється складом і співвідношенням вихідних компонентів, які варіюються від позитивного до негативного балансу за киснем. Температура і тиск може регулюватися в межах від 473 до 2 000 К і від 8 до 900 МПа, тривалість обробки – від секунд до годин. Відповідно змінюється функціональне призначення обробки: від крекінгу – піролізу високомолекулярних вуглеводневих сполук (із утворенням газових і бензинових фракцій) або випалювання асфальто-смолопарафінових відкладень до створення умов швидкого підйому внутрішньопластового тиску, в результаті – ефективного тріщиноутворення і розриву пласта. Залежно від стану свердловини і її фізико-технічних параметрів вибирається технологічний режим обробки привибійної зони пласта (ПЗП) і готуються хімічні склади для реалізації обраного режиму.

Порівняно з методами інтенсифікації припливів вуглеводневої сировини, які традиційно використовуються, дана технологія більш ефективна:

– на нафтових свердловинах збільшення дебіту в 1,5 – 10 разів;

– на газових – від 3 до 35 разів;

– на газоконденсатних – від 3 до 30 разів.

Для проведення робіт на свердловині застосовується обладнання, яке використовується при капітальному ремонті свердловин. Реагенти які використовуються при термогазохімічному впливі, а також продукти їх реакції є екологічно чистими системами.

Технологія імпульсного фізико-хімічного впливу пройшла успішні випробування на ряді газових і нафтових родовищ України та інших держав у різних геологічних умовах і дозволила відновити функціонування одних свердловин і збільшити продуктивність інших.

Особлива роль в імпульсному фізико-хімічному впливі належить водню. Проникаюча здатність водню у щільні середовища загальновідома, а для атомарного водню, що утворюється в зоні вторинного розкриття пласта, перешкод практично немає. Водень завжди першим фільтрується у пласт, навіть перебуваючи у суміші різних газів. У той же час доведено, що ефективний коефіцієнт дифузії інших газів у середовищі водню майже на порядок більший, ніж в азоті, аргоні або парах води. У результаті швидкість подачі і потік сильних окиснювачів при імпульсному фізико-хімічному впливі (кисень, хлор, азотна кислота) до горючих компонентів у свердловині різко зростає.

Таким чином, ідея залучення водню у процес підвищення проникності привибійної зони пласта ґрунтується як на можливості організації в присутності водню гідроконверсії асфальтосмоло-парафінових відкладень безпосередньо в нафтогазоносній породі, так і на водневій активації процесів дифузії у привибійній зоні пласта.

Завдяки водню в технології імпульсного фізико-хімічного впливу практично реалізується один із прийомів класичної балістики: оптимізація метання системою двох газів. Відомо, що якщо попереду рухається легкий газ, а за ним – важкий, то чим більша різниця між молекулярними масами цих газів, тим вища швидкість метання. Тому при використанні гідрореагуючих складів швидкість руху фронту внутрішньопластового горіння збільшується у 7 – 8 разів порівняно з традиційним «вологим» горінням, лімітуючою стадією якого є швидкість подачі окиснювача до реакційної поверхні пального.

У процесі реакції високоенергетичних гідрореагуючих складів із водою крім суміші газів виділяється досить велика кількість теплової енергії (6,8 – 22,4 МДж/кг), утворюється перегріта водяна пара. Ряд гідрореагуючих складів при надлишку води утворює лужні розчини, що розширює функціональні можливості технології при обробці колекторів теригенного типу.

Аномальні значення ступеня проникності, теплоємності і теплопровідності молекулярного і атомарного водню дозволяють істотно розширити, порівняно з традиційними методами, радіус хімічно оброблюваної зони пласта і поширення теплової енергії.

У процесі досліджень експериментально доведено, що водень є активатором процесів дифузії в кернах продуктивних пластів нафтових і газових свердловин. Результати досліджень підтвердили доцільність застосування водневого впливу на привибійну зону пласта.

Промислові випробування цієї технології показали її ефективність, а підвищення керованості водневого впливу на пласт є одним із основних напрямків подальшого розвитку технології. Під керованістю мається на увазі можливість отримання водню в заданих концентраціях на різних етапах термогазохімічного оброблення. Зокрема, присутність водню, особливо атомарного, в умовах високих температур і тисків у пласті може забезпечити процес гідроконверсії асфальтосмолопарафінових відкладень. Забезпечення цих режимів обробки привибійної зони пласта є одним із перспективних і може бути досягнуто тільки за наявності вільного водню.

Вивчення впливу «гарячого» водню на окремі характеристики породи потребує подальших експериментальних досліджень, пов'язаних із впливом водневої активації на проникність різних за хімічними та петрографічними властивостями порід із різними видами кольматації, визначення ступеня зміни їх проникності, оптимізації температурних режимів водневого впливу тощо. Підвищення керованості водневого впливу на пласт є важливою складовою процесу підвищення ефективності водневого термогазохімічного впливу на продуктивний горизонт нафтових і газових свердловин з метою збільшення нафтогазовилучення.

15.3. Ударно-хвильова дія на привибійну зону пласта

Досвід комплексних обробок нафтовидобувних і нагнітальних свердловин показав, що доповнення традиційних технологій (переважно нагнітання хімреагентів) технологією ударно-хвильової та депресійно-репресійної дії збільшує ефективність обробок внаслідок відновлення фільтраційних властивостей привибійної зони та капілярної системи загалом.

Наведемо коротку характеристику технології та обладнання для ударно-хвильової дії на привибійну зону пласта.

Ударно-хвильова дія на привибійну зону пласта дає змогу:

– зруйнувати кольматаційні відкладення у привибійній зоні пласта;

– зруйнувати газогідратні корки;

– одночасно впливати не тільки на привибійну зону пласта, але частково і на продуктивний пласт, що активізує нерухомі та малорухомі цілики нафти;

– вибірково впливати на певні інтервали пласта під час обробки неоднорідних за проникністю пропластків;

– періодично повторювати обробку привибійної зони свердловин за вибраною програмою для зміни напрямів фільтраційних потоків у пласті;

– проводити одно- або двостадійні реагентно-імпульсні обробки для збільшення зони охоплення газонасиченої частини пласта процесом газовилучення;

– за короткий інтервал часу виконувати масові обробки привибійних зон свердловин у межах кожної характерної ділянки родовища для отримання максимального сумарного технологічного ефекту.

Ударно-хвильова дія передбачає два види ефектів:

– покращення флюїдопроникності у привибійній зоні свердловини;

– дальній вплив на продуктивний пласт залежно від складу колектора на відстані до 2 км від джерела пружних коливань (за томографією).

Ефекти ближньої дії проявляються в очищенні привибійної зони від кольматаційних відкладень, що виникли у процесі буріння та експлуатації свердловини, та руйнуванні газогідратних корків.

Ефекти дальньої дії проявляються у збільшенні рухомості вуглеводнів у пласті, що обумовлюється вивільненням пружної енергії, накопиченої в самому пласті та бокових породах. Остання накопичується внаслідок зміни порового тиску у пласті та пов’язаних з цим змін у напружено-деформованому стані гірського масиву.

Розглянувши процеси у пласті з цих позицій, можна помітити, що пружні хвилі, які збуджуються ударно-хвильовим методом, лише ініціюють процес розрядки напружень у гірському масиві навколо джерела, який протікає у відносно повільному режимі. Процес перерозподілу напружень, що відбувається в імпульсному режимі протягом тривалого часу і супроводжується генеруванням пружних хвиль із частотою, характерною для цих порід, активізує нерухомі та малорухомі цілики вуглеводнів на площі, яка охоплена процесом перерозподілу напружень.

Виходячи з цього, можна припустити, що передумовами, сприятливими для прояву ефектів дальньої дії при ударно-хвильовій обробці пласта є:

– велика продуктивна потужність пласта;

– наявність неоднорідностей різного типу (фізичних властивостей, будови пласта, виклинювань, скидань, депресійних і репресійних воронок тиску тощо);

– значні зміни порового тиску у процесі розробки родовища;

– обводненість.

Зазначені чинники сприяють процесу накопичення пружної енергії та додаткових напружень у зонах, охоплених ударно-хвильовою дією.

Важлива відмінність цих зон від інших ділянок продуктивного пласта полягає у так званих воронках депресії, тому правомірно зробити висновок, що незалежно від чинника, що обумовлює прояв ефектів ударно-хвильової дії в цих зонах (підвищена швидкість фільтраційних потоків, підвищення концентрації напружень у породі

тощо), збільшення розмірів воронки депресії буде сприяти зростанню площі активізації запасів вуглеводнів навколо видобувної свердловини.

Як джерело ударно-хвильової дії використовують електророзрядні та ультразвукові свердловинні пристрої, зображені на рисунку 15.3.

Обидва пристрої дають змогу здійснювати ударну або хвильову дію на пласт як у середовищі пластового флюїду, так і в середовищі хімічних реагентів, що забезпечує найбільш ефективну реагентно-імпульсну дію, яка включає фізико-хімічну та фізико-механічну обробку пласта.

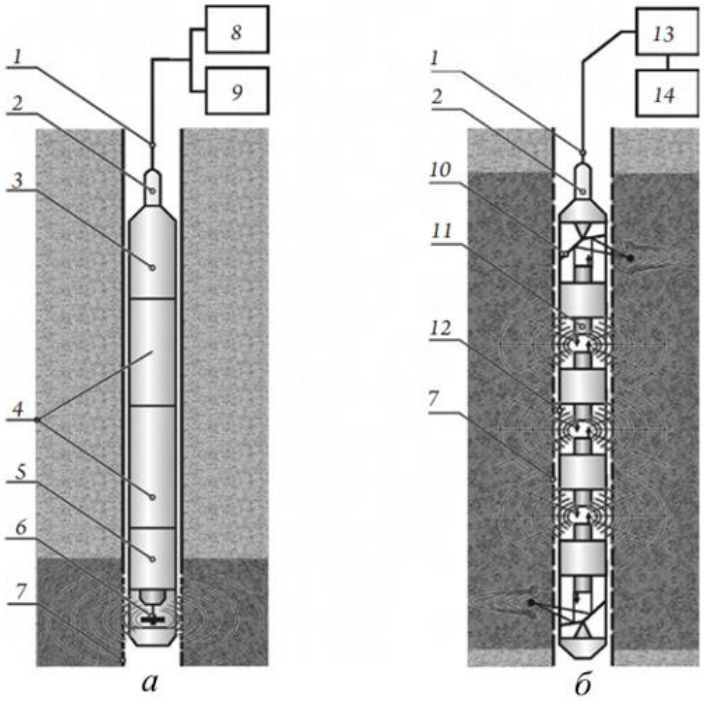


Рисунок 15.3 – Пристрої ударно-хвильової дії

а – електророзрядний, б – ультразвуковий; 1 – геофізичний кабель; 2 – кабельний наконечник; 3 – зарядний блок; 4 – блок високовольтних накопичувачів; 5 – розрядний блок; 6 – електродна система; 7 – експлуатаційна колона; 8 – блок контролю змін фільтраційних властивостей; 9 – перетворювач частоти; 10 – фокусуюча система; 11 – ультразвуковий випромінювач; 12 – корпус ультразвукового пристрою; 13 – генератор; 14 – джерело живлення

Технічні параметри обох свердловинних пристроїв забезпечують можливість локальної та спрямованої дії на певні зони пласта як за напрямком дії, так і за потужністю.

Фізичною основою електророзрядної імпульсної дії є сукупність складних взаємопов’язаних процесів, які полягають у тому, що хвилі стиснення, які збуджуються під час високовольтного імпульсного

пробою рідини, що знаходиться у привибійній зоні, електричним розрядом, циклічно навантажують пористе насичене середовище, багаторазово відбиваються та трансформуються у хвилі стискання-розтягування. За рахунок їх повторюваної знакозмінної дії руйнуються кольматаційні відкладення і порода, збільшується гідродинамічний зв'язок системи пласт–свердловина. Під час кожного високовольтного електричного розряду імпульс тиску розганяє рідину, що заповнює свердловину в зоні розряду, до швидкості 150 м/с, що дає можливість очистити перфораційні отвори, кольматацію стінок породи та передати стиснення на породу пласта.

Короткочасність дії імпульсу (мілісекунди) стиснення не руйнує заколонного цементного кільця, але створює систему мікротріщин у породі.

Електророзрядний пристрій складається з наземного генератора живлення і свердловинного пристрою.

Генератор живлення виробляє сигнал частотою 1 кГц і напругою 800 В, що передається геофізичним трижильним кабелем типу КГЗ – 60–90 до свердловинного пристрою.

Технологія впливу на привибійну зону ультразвуком ґрунтується на таких ефектах:

– термоакустичному;

– ультразвуковому капілярному;

– гравітаційному.

У процесі дії ультразвукового випромінювання виникає теплове поле, що розріджує та руйнує парафіносмолисті відкладення і газогідратні корки.

Створюючи знакозмінні градієнти тиску (стиснення–розтягування) з частотою 20 кГц ультразвук ефективно очищує капілярну систему, а в поєднанні з хімічними реагентами збільшує глибину охоплення та інтенсивність їх дії на породу привибійної зони.

Гравітаційні ефекти, що виникають у високоінтенсивному акустичному полі, призводять до очищення флюїдопровідних каналів від механічних домішок, солей та інших відкладень, зокрема, руйнують верхні шари пристінного подвійного електричного шару (ПЕШ).

Конструктивно до ультразвукового пристрою входить наземний блок живлення та занурена глибинна частина, яка складається з ультразвукових генераторів і випромінювачів.

Блок живлення з'єднується із зануреною глибинною частиною трижильним геофізичним кабелем довжиною до 6 000 м.

Основним показником ефективності обробки привибійної зони пласта ударно-хвильовою дією з використанням електророзрядного та ультразвукового пристроїв є технологічний ефект.

За період упровадження технології на родовищах ПАТ «Укрнафта» у 2008 – 2014 роках проведено 42 свердловино-операції. Додатково видобуто 11 252 т нафти та 2 490 тис. $м^3$ газу. Результати впровадження показано в таблиці 15.1.

Таблиця 15.1 – Результати впровадження технології ударно-хвильової дії на ПЗП

Рік	Назва структурної одиниці	Кількість свердловинооперацій	Додатковий видобуток	
			нафти, т	газу, тис. $м^3$
2008	НГВУ «Чернігівнафтогаз»	6	1700	180
2009		6	1614	228
2010		5	1972	515
2010		4	565	396
2011		6	2727	687
2012		4	1249	452
2013		5	1122	18
2014		6	303	14
Всього:		42	11 252	2 490

15.4. Депресійно-репресійна хіміко-гідродинамічна дія на привибійну зону пласта

Наведемо коротку характеристику технології та обладнання для проведення депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії (ДРХГДД) на привибійну зону пласта за допомогою гідровакуумного пристрою (ГВП).

На сьогодні є велика кількість методик, технологій, пристроїв, контрольно-вимірювальних приладів тощо, які допомагають викликати приплив пластового флюїду у свердловину, визначити фільтраційні та енергетичні параметри продуктивних пластів і отримати вихідні дані для розроблення проєктів розробки родовищ.

Оскільки основний підхід до отримання інформації про стан і можливості продуктивного пласта базується на пониженні рівня флюїду у свердловині (створення депресії), доцільним є застосування комплекту обладнання для реалізації технології депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії.

Технологію депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії на привибійну зону пласта за допомогою гідровакуумного пристрою упроваджують з метою інтенсифікації припливу пластового флюїду або збільшення приймальності нагнітальних свердловин шляхом відновлення фільтраційної здатності колекторів та введення в розробку низькопроникних ізольованих ділянок продуктивного пласта, що досягається створенням миттєвих циклічних керованих депресій.

Технологія передбачає створення багаторазових знакозмінних імпульсів (депресія–репресія) у зоні обробки пласта.

У процесі створення знакозмінних тисків відбувається очищення пор і тріщин привибійної зони пласта, виникають явища втомленості в породах продуктивного пласта і з'являється можливість утворення і розвитку тріщин.

Внаслідок циклічної дії на пласт у режимі депресія–відновлення гідростатичного тиску відбувається очищення привибійної зони пласта і поступове заповнення свердловини (внутрішнього об'єму НКТ) пластовим флюїдом. Особливістю цієї операції є те, що створюється задана депресія на пласт, і в разі необхідності можна керувати її величиною і тривалістю, а також здійснювати циклічну багатократну дію на пласт чи безперервне відкачування пластового флюїду при заданій величині депресії. Після очищення (декольматації) привибійної зони пласта забезпечується дренування пласта з відкачуванням певної кількості рідини.

Технологія реалізується за допомогою встановленого на насосно-компресорних трубах (НКТ) пакера і змонтованого над ним гідровакуумного пристрою.

У гідровакуумному пристрої відбувається змішування й обмін енергій двох потоків різних тисків, при яких утворюється потік із усередненим тиском у результаті захоплення струменем робочого потоку, що виходить у камеру змішування пристрою з великою швидкістю, середовища, яке має менший тиск. Принцип дії свердловинного гідровакуумного пристрою полягає у перетворенні потенційної енергії потоку в кінетичну енергію, що частково передається інжекційному (захопленому) потоку. Під час протікання через дифузор гідровакуумного пристрою швидкості потоків, що змішуються, вирівнюються, і кінетична енергія змішаного потоку перетворюється на потенційну.

Технологію депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії застосовують для інтенсифікації роботи нафтових видобувних та нагнітальних свердловин шляхом відновлення гідродинамічного

зв’язку системи пласт–свердловина у результаті дії на привибійну зону пласта, фільтраційна здатність якої ускладнена або втрачена. Зміна величини скін-фактора[37] виникає у зв’язку з:

– проникненням фільтрату промивальних глинистих рідин і тампонажних розчинів під час буріння і проведення тампонажних робіт;

– утворенням щільних трубок через спікання гірської породи при перфорації продуктивного інтервалу;

– тампонуванням фільтраційних каналів продуктами реакцій від упровадження технологій хімічного впливу рухливими частинками породи через їх винесення у процесі фільтрації пластового флюїду, випадання асфальтосмолопарафінистих речовин (АСПР);

– утворенням у привибійній зоні пласта колоїдно-дисперсних систем.

Технологію застосовують для збільшення приймальності нагнітальних свердловин шляхом очищення закольматованої привибійної зони.

Використання гідровакуумного пристрою дозволяє в одному циклі робіт під час освоєння або штучного впливу на привибійну зону реалізувати такі види робіт:

– досліджувати свердловини за даними кривих відновлення тиску (КВТ);

– впливати на привибійну зону пласта багаторазовими миттєвими депресіями та репресіями;

– забезпечувати подачу в зону пласта різних хімічних реагентів із швидким видаленням продуктів реакції;

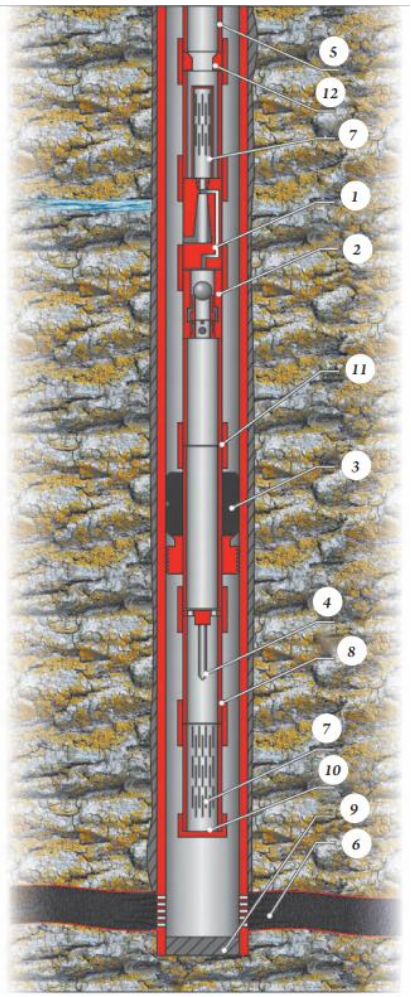
– досліджувати свердловини на приплив при різних депресіях для побудови індикаторних діаграм або запису кривих відновлення тиску.

Як робочу рідину можна використовувати пластову воду, технічну воду, водний розчин NaCl чи $CaCl_2$, товарну дегазовану нафту.

Поєднання технології депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії з хімічними методами впливу на привибійну зону пласта дає можливість глибшого проникнення реагенту в породу та подвійного фізико-хімічного і гідродинамічного впливу на пласт.

---

[37] Скін-фактор – гідродинамічний параметр, що характеризує додатковий фільтраційний опір течії флюїдів у навколосвердловинній зоні пласта, який спричиняє зниження видобутку (дебіт) в порівнянні з досконалою (ідеальною) свердловиною. Причини скін-фактора: гідродинамічна недосконаліть розкриття пласта, забруднення навколосвердловинної зони, інші нелінійні ефекти (турбулентна течія, розгазування, стиснення скелета гірської породи і т. п.).



На рисунку 15.4 зображено типову схему компоновки підземного обладнання.

Основним показником ефективності обробки привибійної зони пласта з використанням гідровакуумного пристрою є технологічний ефект, тобто додатковий видобуток вуглеводнів.

За період 2010 – 2015 років у ПАТ «Укрнафта» проведено 48 свердловинооперацій. Обробку привибійної зони пласта проводили в різноманітних інтерпретаціях (табл. 15.2).

У таблиці 15.3 наведено кількість свердловино-операцій та додатковий видобуток по структурних одиницях ПАТ «Укрнафта» за 2010 – 2015 роки.

Завдяки упровадженню технології депресійно-репресійної дії на привибійну зону пласта за допомогою гідровакуумного пристрою додатково видобуто 28163,2 т нафти, 6451,98 тис. м^3 газу.

Рисунок 15.4 – Типова схема компоновки підземного обладнання

1 – гідровакуумний пристрій; 2 – зворотний клапан; 3 – пакер механічний; 4 – глибинний манометр; 5 – НКТ до гирла; 6 – продуктивний горизонт; 7 – фільтр; 8 – НКТ; 9 – вибій; 10 – глуха муфта; 11 – перехідник; 12 – опресувальне сідло

Депресійно-репресійний вплив на продуктивні пласти дає змогу не тільки підвищити видобуток нафти, але й знизити обводненість продукції. Це досягається як внаслідок очищення привибійної зони та встановлення більш якісного гідродинамічного зв’язку свердловини з пластом, так і завдяки активізації нерухомих і малорухомих цілико нафти у продуктивному пласті. Розглянутий метод впливу прості в експлуатації, характеризуються малими енерговитратами і високими технологічними показниками.

Таблиця 15.2 – Види проведених обробок привибійної зони пласта (ОПЗП) за 2010 – 2015 роки

№ п/п	Вид обробки привибійної зони пласта
1	ОПЗП депресійно-репресійної дії та дослідження проводили з використанням глибинного манометра, що дало можливість більш точно дослідити основні параметри продуктивного горизонту та оцінити стан привибійної зони до та після ОПЗП по скін-ефекту. Проведено 27 свердловино-операцій, додатковий видобуток становив 22 582,8 т.
2	Дослідження свердловини виконували у розвідувальних свердловинах та водозабірній із метою оцінювання потенційних можливостей продуктивних горизонтів на різних депресіях на горизонт. Проведено 4 свердловино-операції.
3	ОПЗП депресійно-репресійної дії з використанням кислотного розчину та розчинників – це операції, що дають можливість покращити приймальність свердловини перед проведенням обробки, підсилити дію розчину під час його реагування, а також провести вчасне видалення продуктів реакції з продуктивного горизонту. Проведено 15 свердловино-операцій, додатковий видобуток становив 4 678,42 т.
4	Відновлення приймальності у нагнітальних свердловинах – 2 свердловино-операції

Таблиця 15.3 – Кількість свердловино-операцій та додатковий видобуток по структурних одиницях ПАТ «Укрнафта» за 2010 – 2015 роки

Назва структурної одиниці	Кількість Свердловино-операцій	Додатковий видобуток нафти, т	Вид ОПЗП (згідно з табл. 15.2)
НГВУ «Охтирканафтогаз»	12	14351,8	1, 3
НГВУ «Полтаванафтогаз»	1	–	3
НГВУ «Чернігівнафтогаз»	9	3378,4	3
НГВУ «Долинанафтогаз»	6	7813,9	1,3
НГВУ «Надвірнанафтогаз»	11	1051,0	1, 2, 3, 4
НГВУ «Бориславнафтогаз»	6	1557,1	1,3
Прикарпатське УБР	3	–	2
Всього:	48	28152,2	–

Контрольні питання

1. Які Ви знаєте фізичні методи збільшення дебіту свердловин?

2. У чому полягає термогазохімічний метод впливу на пласти?

3. Який механізм та результат впливу ударно-хвильової дії на привибійну зону пластів?

4. Які свердловинні пристрої використовують як джерела ударно-хвильової дії на привібійну зону пласта?

5. На яких ефектах ґрунтується технологія впливу на привибійну зону пласта пристроєм електророзрядної імпульсної дії?

6. На яких ефектах ґрунтується технологія впливу на привибійну зону пласта пристроєм ультразвукового випромінювання?

7. Опишіть депресійно-репресійну хіміко-гідродинамічну дію на привибійну зону пласта.

16. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

16.1. Призначення обладнання колтюбінгу

Основний принцип технології колтюбінгу полягає в наступному. Безмуфтова довгомірна гнучка труба (БДГТ) намотується на барабан, установлений на шасі вантажного автомобіля, або напівпричепі. БДГТ опускають у свердловину за допомогою пристрою для її подачі – інжектора. Застосування герметизатора і превенторів дозволяє здійснювати спуск і підйом БДГТ без глушіння свердловини.

Термін «Coiled Tubing» у перекладі з англійської означає «труба намотана на котушку» (рис. 16.1). З винайденням цієї технології зникла необхідність присутності обслуговуючої бригади біля гирла свердловини. Практично усі роботи ведуться з кабіни оператора при візуальному і автоматичному контролі параметрів, які характеризують хід технологічного процесу на свердловині.

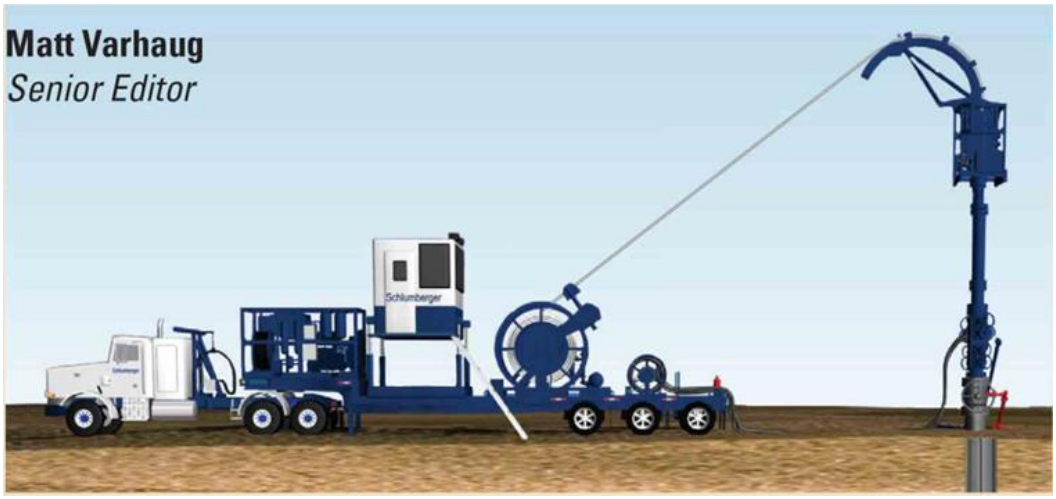


Рисунок 16.1 – Розміщення колтюбінгового агрегата на свердловині

Колтюбінгові установки можуть працювати без глушіння свердловини, при якому погіршуються колекторські властивості привибійної зони продуктивного пласта.

Крім того застосування обладнання колтюбінгу забезпечує:

– використання гнучких труб у діючих свердловинах;

– екологічну безпеку внаслідок руху технологічної рідини в замкнутій системі циркуляції;

– зменшення періоду підготовчих і заключних операцій при проведенні ремонтних робіт;

– доставку приладів та інструментів у необхідний інтервал СГС.

Обладнання колтюбінгу застосовується на свердловинах усіх типів (умовно вертикальних, СПС, СГС) для здійснення робіт зі спуску у свердловину БДГТ. Колтюбінг призначений для виконання таких технологічних операцій:

– ліквідації відкладів парафіну, гідратних і піщаних корків у колоні НКТ;

– обробки привибійної зони, подачі технологічних розчинів, спеціальних рідин, зокрема розчинів соляної і плавикової кислоти, газів, включаючи азот;

– установки цементних мостів;

– виконання ізоляційних робіт у свердловинах;

– буріння свердловин та бічних горизонтальних і похилих стовбурів.

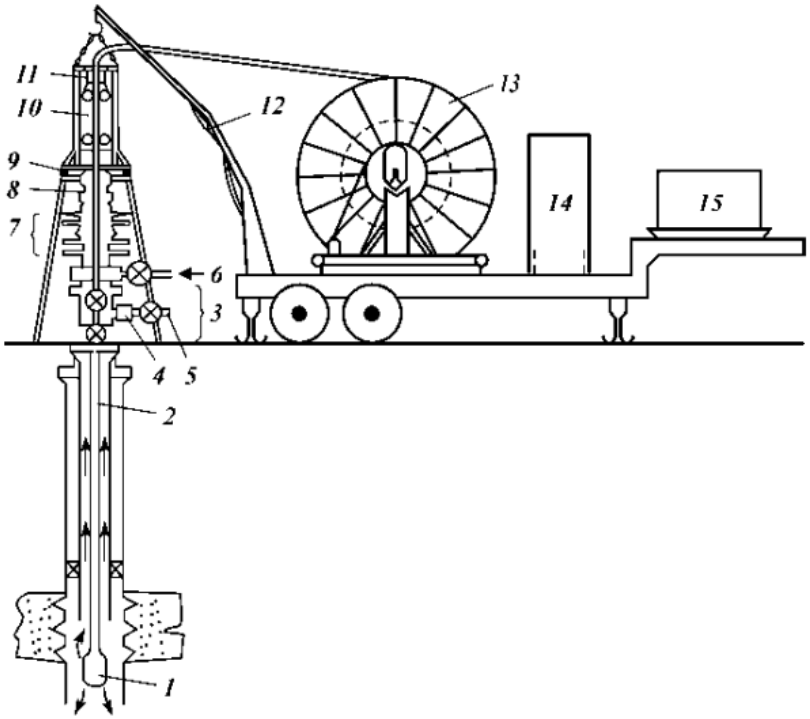


Рисунок 16.2 – Схема установки з гнучкими трубами для підземного ремонту свердловин

1 – циркуляційний перехідник; 2 – гнучка насосно-компресорна труба; 3 – колонна головка; 4 – дросель; 5 – відвідна лінія; 6 – циркуляційний трійник із дроселем протитиску і засувкою; 7 – чотириплашковий превентор; 8 – сальникова коробка; 9 – індикатор ваги; 10 – інжекторна головка для подачі та вилучення БДГТ; 11 – випрямляючий пристрій; 12 – підйомний кран інжектора; 13 – барабан із БДГТ; 14 – кабіна керування; 15 – енергетичний блок

16.2. Загальна характеристика колтюбінгового устаткування

Колтюбінґ (рис. 16.3) почали застосовувати для здійснення найпростіших операцій при проведенні підземних ремонтів свердловин – очищенні колони труб і вибоїв від піщаних корків. При впровадженні цієї технології використовували БДГТ із зовнішнім діаметром 19 мм. Нині створені бурові установки, що працюють з БДГТ діаметром 114,3 мм. Відповідно використовують БДГТ меншого (19 – 31,75 мм), середнього (31,75 – 44 мм) та більшого (44 – 114,3 мм) діаметрів, за допомогою яких можна здійснювати практично весь набір операцій підземного ремонту свердловин і буріння.



Рисунок 16.3 – Загальний вигляд сучасної колтюбінгової установки в транспортному положенні

На початок XXI ст. монополія у сфері розробки і виготовлення колтюбінгового обладнання належить переважно американським і канадським компаніям. Їх можна розподілити на чотири групи.

1. Великі багатопрофільні корпорації і компанії з розгалуженою структурою і багаторічним досвідом серійного виробництва нафтогазового обладнання і колтюбінгових установок. Вони мають повний цикл власного виробництва устаткування і займають лідируюче місце на міжнародному ринку виробників і постачальників. До цих компаній належить: Hydra Rig (у складі National Oilwell-Varco), США. Ця компанія має «повне» власне виробництво і є світовим лідером за обсягом виробництва і продажів.

2. До середніх компаній, що мають стійке положення і перспективу розвитку, а також мають «повне» власне виробництво і виступають на регіональних ринках постачання обладнання від свого

імені можна віднести: Hydraco Industries, Канада; Hydraulic Power Technology Texas, США; Crown Energy Technologies, Канада.

3. До середніх компаній, які здатні виробляти установки практично повністю на базі свого виробництва, але виробляють основні їх підсистеми під своїм фірмовим знаком, можна віднести: Pump And Coiled Tubing (в складі MXROS Inc.), США; Aggreko Special Equipment Productions, Нідерланди. Потужності цих компаній дозволяють розгорнути повний цикл виготовлення агрегатів.

4. Малі компанії, що виробляють окремі підсистеми і агрегати для колтюбінгових установок і часто виступають під іменем фірми-замовника цих підсистем.

Колтюбінгова установка включає такі основні складові частини (рис. 16.4, 16.5):

– базове шасі автомобіля призначене для монтажу обладнання і транспортування його до місця проведення робіт;

– кабіна оператора – призначена для розміщення робочого місця оператора, пульта управління, приладів контролю;

– механізм підйому кабіни – призначений для підйому кабіни оператора в робоче положення;

– вузол намотування (барабан колони гнучких труб – КГТ) призначений для забезпечення намотування-змотування КГТ при спуско-піднімальних операціях (СПО) і підводу в КГТ робочого середовища, що закачується у свердловину;

– КГТ – призначена для закачування технологічних рідин у свердловину і закріплення інструменту при проведенні технологічних операцій;

– маніфольд – призначений для підводу технологічних рідин при проведенні операцій;

– інжектор – призначений для спуску і підйому КГТ із інструментом у свердловину;

– направляючий жолоб – призначений для спрямування КГТ із барабана вузла намотування в інжектор;

– барабан намотування рукавів – призначений для розмотування і змотування КГТ, підводу гідравлічної рідини на привод інжектора;

– противикидне обладнання (герметизатор, блок превенторів) – призначене для герметизації гирла свердловини при СПО і аварійних ситуаціях у процесі роботи свердловини без глушіння з використанням установки колтюбінга;

– система вимірювання і реєстрації – призначена для вимірювання і виводу на індикацію значень глибини, реєстрації ваги КГТ, швидкості СПО, і тиску основних параметрів гідросистем;

– опори інжектора – призначені для установки і утримання інжектора над свердловиною.

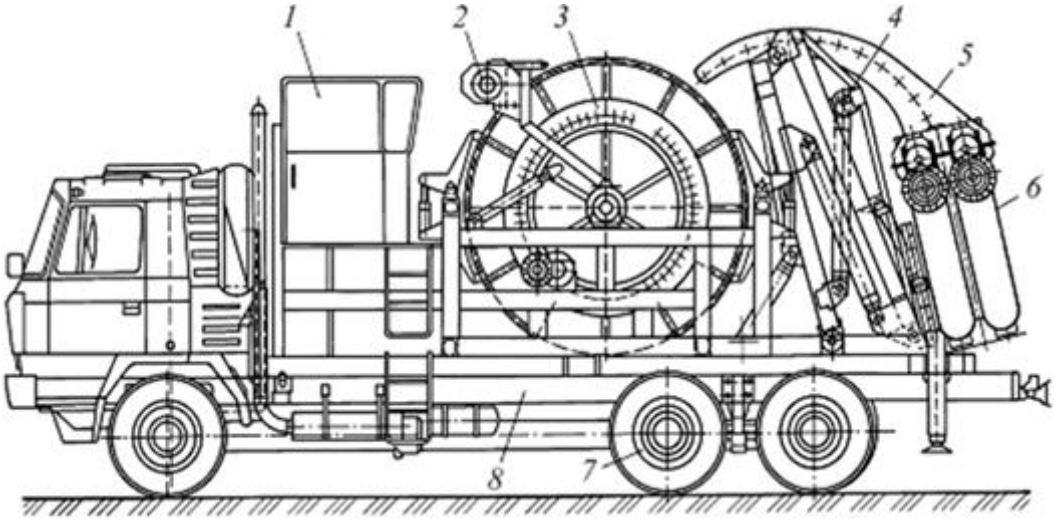


Рисунок 16.4 – Схема колтюбінгової установки в транспортному положенні

1 – кабіна оператора; 2 – укладач КГТ; 3 – барабан із КГТ; 4 – механізм встановлення транспортера у робоче положення; 5 – напрямна дуга; 6 – транспортер; 7 – автомобільне шасі; 8 – рама агрегату

У колтюбінгових технологіях використовуються КГТ (зазвичай сталеві, довжиною до 3000 – 5000 м), які багаторазово намотуються на барабан і спускаються у свердловину. Це дозволяє здешевити ремонтно-відновлювальні роботи, а також виконувати операції, які неможливо вирішити при застосуванні колони звичайних муфтових труб, особливо у СГС.

Перші спроби створення колтюбінгової установки, з використанням КГТ, здійснено на початку 1960-х років. Спочатку роботи велися в напрямку створення установок капітального ремонту в діючих свердловинах невеликої глибини без їх глушіння.

Сьогодні найчастіше застосовуються такі операції з використанням КГТ:

– ліквідація відкладень парафіну, гідратних і піщаних корків у НКТ;

– обробка привибійної зони, подача технологічних рідин, спеціальних рідин (у тому числі лужних і кислотних розчинів) і газів;

– спуск обладнання для проведення геофізичних досліджень, особливо в СПС і СГС;

– установка цементних мостів;

– виконання робіт із ізоляції пластів тощо.

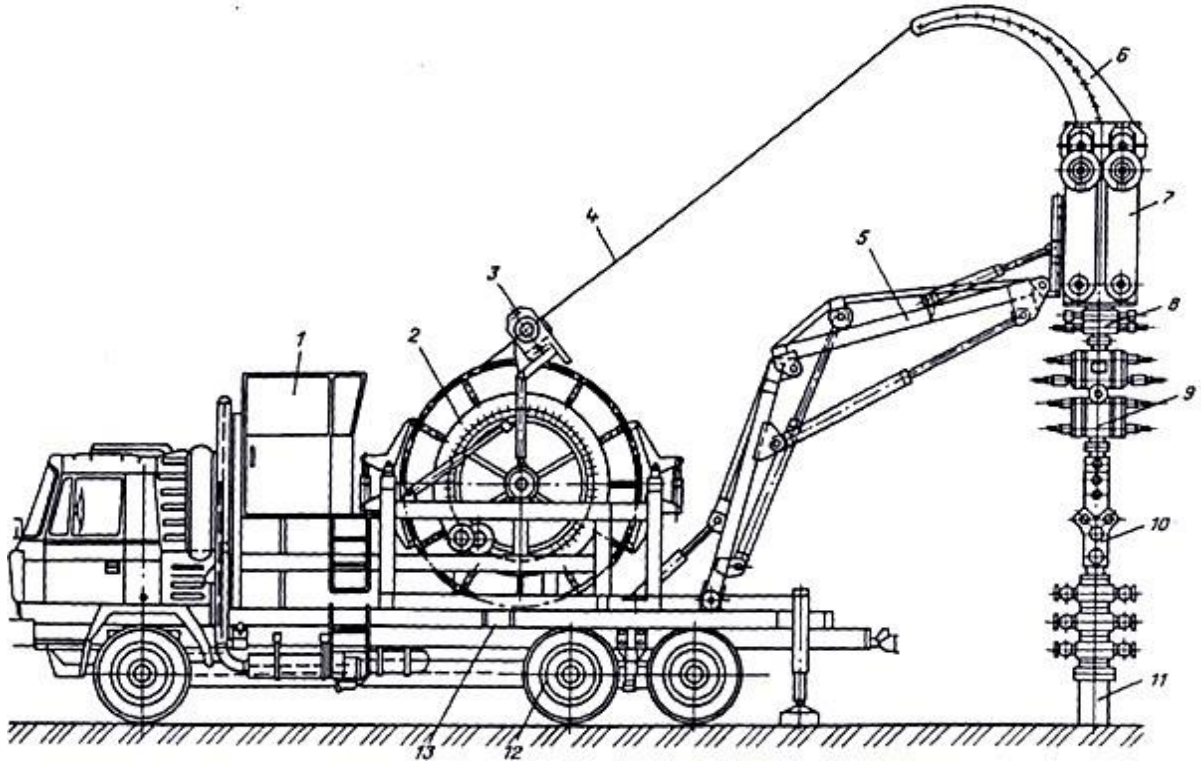


Рисунок 16.5 – Компоновка колтюбінгової установки в робочому положенні

1 – кабіна керування; 2 – котушка (барабан, лебідка, Tubing Reel) із колоною гнучких труб КГТ і вертлюгом; 3 – укладальник КГТ, лічильник довжини труб, система змащування труб; 4 – КГТ; 5 – опора (основа для інжектора); 6 – направляючий жолоб (напрямна дуга, сектор, арка, гусак, гузнек); 7 – інжектор колтюбінговий (транспортер КГТ, штовхач) із давачем індикатора ваги; 8 – лубрикатор (гирловий герметизатор чи стрип-пакер), сальник-очищувач; 9 – блок превенторів (БП); 10 – ФА; 11 – гирло свердловини; 12 – шасі; 13 – рама

Використання колтюбінгових установок спільно з азотно-бустерним комплексом дозволяє проводити освоєння свердловин пінними системами, знижувати рівень рідини до необхідної глибини, продувати свердловини газоподібним азотом.

Найбільш значний ефект КГТ дає при бурінні свердловин. Сьогодні цей напрям інтенсивно розвивається. КГТ дозволяють проводити буріння на депресії без глушіння свердловин і збільшити їх

дебіт у 3 – 5 разів. Перспективним напрямком є буріння додаткових горизонтальних стовбурів зі старих свердловин із використанням КГТ при дорозробці виснажених родовищ на пізній стадії, залученні в розробку важкодоступних запасів, відновленні бездіяльних і малодебітних свердловин. Буріння гнучкими трубами дозволяє залучати до розробки значну частину позабалансових запасів вуглеводнів.

Комплекс обладнання, внутрішньосвердловинного інструменту і контрольно-вимірювальних приладів (КВП) для буріння свердловин із використанням колтюбінга істотно відрізняється від традиційного. Є два класи мобільних колтюбінгових установок, що застосовуються для буріння і закінчування свердловин: традиційні та гібридні.

Традиційна колтюбінгова установка, наприклад, М-40 із тяговим зусиллям інжектора 40 т, КГТ діаметром 60,3 мм і довжиною до 3500 м або діаметром 73 мм і довжиною 2200 м являє собою комплексну установку, змонтовану на напівпричепі з сідельним тягачем підвищеної прохідності. Вона включає барабан із КГТ, механізм подачі труби (інжектор), направляючу трубу ("гусак") зі змінним радіусом для подачі труб в інжектор, кабіну оператора з панеллю керування і автономний силовий блок для забезпечення енергією барабана, інжектора та органів управління поста оператора.

Гібридна колтюбінгова установка передбачає можливість об'єднання бурових робіт із застосуванням бурильних труб з різьбовими з'єднаннями і використання довгомірної безмуфтової гнучкої труби. Такі установки є комбінацією звичайної бурової вишки і установки з гнучкими трубами.

Перевагою колюбінгових установок для поточного і капітального ремонту свердловин є повна автономність монтажу (не потрібні додатково вантажопідіймальні пристрої, монтаж обладнання забезпечується власним гідроманіпулятором). Раціональна компоновка обладнання дозволяє проводити спуско-піднімальні операції без безпосереднього контакту з фонтанною арматурою.

16.3. Операції з довгомірними гнучкими трубами

Розігрівання свердловини з пересувним агрегатом депарафінізації

При утворенні гідратного чи парафінистого корка у трубному та в затрубному просторі нафтових і газових свердловин, свердловини розігрівають з метою розтоплення корків гарячою нафтою або

спеціальним розчином. При розігріванні пересувний агрегат депарафінізації (ПАД) встановлюють на відстані не менше ніж 25 м від гирла свердловини, автоцистерну з нафтою – не менше ніж за 15 м від ПАД із навітреної сторони. Подачу нафти з автоцистерни до ПАД здійснюють через гофрований шланг. Жорстка нагнітальна лінія кріпиться до одного з двох кранів високого тиску на вході до КГТ.

Перед проведенням розігрівання оператор знімає штуцер із штуцерної камери фонтанної арматури. Після опресовування всього задіяного в операції обладнання, через КГТ прокачують нафту з одночасною перевіркою проходження рідини в колектор до АГВУ. Спуск КГТ у свердловину проводять зі швидкістю дещо більшою за 15 м/хв із одночасною циркуляцією нафти. Температура нагрівання нафти не повинна перевищувати 90 ºС. Для коригування ваги КГТ через кожні 300 м проводять припіднімання КГТ на 15 м і фіксують її вагу.

Після визначення глибини гідратно-парафінового корка, розігрівання свердловини проводять зі швидкістю не більшою за 1 м/хв, для максимального відігрівання затрубного простору. Розігрівання проводять з підйомом КГТ на 2 – 3 м через кожні 10 м промивання гарячою нафтою (спеціальним розчином).

Після розтоплення корків у НКТ (затрубному просторі), необхідно перевірити циркуляцію в затрубному просторі шляхом прокачування свердловини при прямому промиванні нафтою. При негативному результаті, необхідно допустити КГТ на 100 метрів нижче останнього корка в НКТ і провести відігрів затрубного простору циркуляцією гарячої нафти через затрубний простір.

Розігрівання свердловини гарячим розчином $CaCl_2$

Технологічну ємність установлюють на відстані не менше 20 м від гирла свердловини; насосний агрегат – не менше ніж 15 м від технологічної ємності, з навітреного боку; паросилову установку (ПСУ) встановлють на відстань не менше 25 м від технологічної ємності з навітреного боку.

Технологічна ємність повинна мати об'єм 6 – 8 $м^3$ та обігрівне виконання. Ємність обладнують: заземлюючим пристроєм; «змійовиком», для циркуляції пари та нагрівання розчину $CaCl_2$; засувкою для подачі рідини на насосний агрегат ЦА-320; швидкоз'ємним з'єднанням (ШЗЗ) для з'єднання жорсткою лінією ПСУ із «змійовиком»; жорстко закріпленим кутиком (кутовим профілем, ДСТУ EN 10056-1) для з'єднання з лінією повернення рідини зі свердловини.

Від гирлового трійника (під превентором), зворотну жорстку лінію з'єднують із ШЗЗ на технологічній ємності і якорять не менше ніж двома якорями на одну НКТ 73 мм довжиною 1,5 м. На зворотній лінії встановлюють додатковий кран високого тиску та блок дроселювання для зменшення або збільшення об'єму рідини, що виходить зі свердловини.

Швидкість спуску, температура розчину і подальші дії аналогічні діям при розігріванні свердловин за допомогою пересувних агрегатів депарафінізації.

Освоєння свердловини після проведення багатостадійного ГРП

Після проведеного багатостадійного ГРП у свердловині всі порти (інтервали перфорації), крім останнього верхнього, залишаються перекритими металевими або керамічними кулями. Для освоєння такої свердловини необхідно вифрезерувати всі фрак-порти, щоб з'явився зв'язок між свердловиною і продуктивним пластом. У цьому випадку головним завданням для КГТ є розбурювання куль і сідел для посадки куль, які активують порти на необхідній глибині, та розбурювання зворотних клапанів. Вибій нормалізують до підошви хвостовика.

Часто залишені кулі або незруйновані фрезою їх частини заважають проведенню повноцінної нормалізації свердловини. Тому коли пластовий тиск достатній для фонтанування свердловини, її відкривають на факельну лінію для винесення максимальної кількості куль, а потім монтують колтюбінгову установку для розбурювання фрак-портів. Порти необхідно розбурювати, оскільки вони звужують внутрішній діаметр хвостовика, штуцеруючи свердловину під землею.

Основні види робіт, що виконують із використанням колтюбінгового обладнання, наведені у стандарті СОУ 09.1-31174865.003:2019 «Свердловини на газ і нафту. Виконання спеціальних операцій із використанням колтюбінгового обладнання. Загальні вимоги».

Контрольні питання

1. Для виконання яких технологічних операцій призначено обладнання колтюбінгу?

2. Яка головна перевага використання обладнання колтюбінгу?

3. Які основні складові частини включає колтюбінгова установка?

4. Опишіть операції з довгомірними гнучкими трубами.

17. ТЕХНОЛОГІЯ СНАББІНГУ

Снаббінг (англ. *Snubbing*) у загальному розумінні – робота під тиском. У нафтогазовій інженерії снаббінг – це проведення капітального ремонту без глушіння свердловин (опускання труб під тиском, примусове спускання-піднімання труб під тиском, спуск під тиском інструменту у свердловину, спуск труб у свердловину під високим тиском). Крім того, снаббінг – це робота під тиском на трубопроводах (наприклад, врізка відводів).

Нафтові і газові свердловини в процесі експлуатації потребують проведення поточних, планово-попереджувальних і капітальних ремонтів.

До *капітальних ремонтів свердловин* відносять роботи із впливу на привибійну зону пласта, ізоляцію пластових вод, ліквідацію негерметичності обсадних труб, повернення на інші горизонти, розбурювання щільних соляних і піщаних корків, ліквідацію аварій з падінням у свердловину труб і штанг та деякі інші складні роботи.

До *поточних ремонтів свердловин* відносять менш складні види робіт: заміна зношеного обладнання свердловин або перевірка його стану, з підтриманням нормальних умов експлуатації свердловин та обладнання (очищення труб від парафіну і солей, зміна глибини підвішування насоса і параметрів насосної установки згідно з поточними пластовими умовами припливу рідин та газів, очищення від конденсату і води стовбура і привибійної зони газових свердловин), ліквідація обриву штанг, заклинювання плунжерів насоса, обриву кабелю.

Ремонт наземного обладнання (верстати-гойдалки, гирлова арматура, трубопроводи, сепаратори тощо) виконують слюсарно-ремонтні бригади або бригади з видобування нафти. Ремонт підземного обладнання здійснюють спеціалізовані бригади з підземного ремонту свердловин. Ці бригади зазвичай виконують такі види робіт:

1) заміну підземного обладнання – насосів, труб, штанг;

2) переведення свердловини з одного на інший спосіб експлуатації;

3) заміну підвіски підземного обладнання;

4) ліквідацію піщаних корків;

5) ловильні роботи зі штангами, що обірвалися або відвернулися;

6) тартання і свабування свердловин при їх освоєнні.

Складними роботами, пов’язаними з ремонтом стовбурів свердловин (виправляння колон), ізоляцією сторонніх вод і ловінням впущених у свердловину труб, займаються бригади з капітального ремонту свердловин. Ці бригади в більшості випадків здійснюють і роботи з інтенсифікації припливу нафти у свердловини: ГРП, солянокислотні обробки вибоїв, гідропіскоструминну перфорацію.

17.1. Загальна характеристика технології снаббінгу у нафтогазовидобуванні

У 1920 році Г. Отісом (США) була запропонована установка зі спеціальною талевою системою для проведення спуско-підіймальних операцій у незаглушеній фонтанній свердловині. Технологію снаббінгу було розроблено в США у 1950-ті роки.

Протягом 1990 – 2000 років технологя снаббінгу одержала розвиток. Сьогодні ця технологія стала досить поширеною в світі.

На цей час виготовляються установки для проведення снаббінгу типів: 95K, 120K, 150K, 170K, 225K, 340K, 460K, 600K. Число у шифрі установки вказує на тягове зусилля, наприклад, 150K – означає, що пристрій має підіймальну здатність 150000 фунтів.

Снаббінг є високотехнологічним методом ремонту свердловин. Технологія снаббінгу використовується для операцій із ремонту свердловин зі спускання-підіймання труб під тиском без глушіння свердловин. Ця технологія дозволяє мінімізувати негативні наслідки для покладів вуглеводнів, спичинені глушінням свердловини при традиційному ремонті

Переваги технології використання снаббінгової установки:

– ремонт свердловин без зниження фільтраційних характеристик привибійної зони і продуктивного пласта;

– можливість проведення ремонту свердловини без зменшення добового дебіту (робота свердловини по затрубному простору);

– ремонт та інтенсифікація свердловин без глушіння;

– швидке освоєння свердловини після ГРП;

– підготовка свердловини без глушіння до одночасно-роздільної експлуатації двох горизонтів;

– високе співвідношення між потужністю установки та відношенням до її розміру;

– компактність, що є незамінною на шельфових платформах;

– економія часу і фінансових витрат.

У світовій практиці, особливо в Західній Африці і повсюдно на морських родовищах, широко застосовується технологія ремонту без глушіння свердловини, що реалізується установками Snubbing Unit. Цей спосіб ремонту застосовується, коли є великий ризик негативного впливу рідини глушіння на дебіт свердловини. Снаббінгові установки добре показали себе на знижених вибійних тисках при постійному припливі. При цьому переливу флюїду через НКТ не відбувається – цьому перешкоджають вставні трубні клапани.

Технологія снаббінгу має і недоліки:

– невисока швидкість спуско-підіймальних операцій;

– неможливість створення ударних навантажень, які необхідні в багатьох випадках при ловильних роботах;

– порівняно невелика кількість застосовуваних «нестандартних» компоновок обладнання.

Технологія снаббінгу успішно застосовується на свердловинах із великим дебітом при нескладному ремонті. При проведенні ремонтно-ізоляційних робіт (РІР) через НКТ, із застосуванням тонших труб, превентор встановлюється безпосередньо на обв'язку обсадної колони (фонтанну арматуру). Якщо необхідний підйом глибинного насосного обладнання (ГНО), використовується превентор із широким прохідним отвором, а свердловина ізолюється за принципом двох бар'єрів.

У світі застосовуються гирлові головки, які відповідають стандарту API RP 6A (ISO10423), що відповідає національному стандарту ДСТУ EN ISO 10423:2022 Нафтова та газова промисловість. Устаткування для буріння та видобування. Гирлове устаткування та фонтанна арматура (EN ISO 10423:2009, IDT; ISO 10423:2009, IDT).



Рисунок 17.1 – Варіант компоновки обладнання снаббінгової установки

Установки для проведення технології снаббінгу виготовляють Нідерланди, Китай, США, Канада.

Снаббінгова установка Snubbertech SIL-190-4 (рис. 17.2) має вантажопідйомність 86 тонн і розрахована на робочий тиск 35 МПа.



Рисунок 17.2 – Канадська снаббінгова установка Snubbertech SIL-190-4

Снаббінгова установка RDE-340 північноамериканської компанії RDE (США) оснащена превенторами компанії B.O.P. PRODUCTS LLC (США) із робочим тиском 700 атм, які гарантують фонтанну безпеку у процесі ремонту свердловини. Установка має вантажопідйомність 160 т. Система керування забезпечує високий рівень безпеки робіт під тиском (зокрема і фонтанної безпеки). Установка оснащена двома джерелами живлення: гідронасосами та пневмогідроакумуляторами.

Контрольні питання

1.Що означає термін снаббінг?

2. Яке призначення установок снаббінгу?

3. Які переваги установок снаббінгу?

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Абсолютна (фізична) проникність – проникність гірської породи за умови заповнення в ній усього порового простору однорідною речовиною – рідиною або газом.

Буровá вежа – конструкція (споруда), яка встановлюється над гирлом свердловини для проведення вантажно-підіймальних операцій при бурінні, кріпленні, освоєнні, випробуванні і ремонті свердловин.

Бурова установка – комплекс бурового обладнання і споруд, призначених для буріння свердловин (на нафту, газ, воду). Склад вузлів бурової установки, їх конструкція визначається призначенням свердловини, умовами і способом буріння.

Вибійний тиск – тиск на вибої працюючої (експлуатованої) свердловини. Вимірюється безпосередньо в працюючій свердловині глибинними манометрами.

Відносна проникність – відношення ефективної проникності породи до абсолютної (фізичної) проникності.

Водонафтовий фактор – відношення поточних значень видобутку води до нафти на даний момент розробки родовища.

Вторинна газова шапка – газова шапка, яка утворилася у процесі розробки пласта.

Газліфт, газліфтний видобуток – спосіб підйому рідини із свердловини завдяки енергії газу, що знаходиться під надлишковим тиском. Використовується для видобутку нафти та пластових вод.

Газова шапка – скупчення вільного нафтового газу в найбільш піднятій частині нафтового пласта над нафтовим покладом. Такий поклад називають нафтогазовим (або нафтогазоконденсатним).

Газовий фактор – відношення об’єму видобутого зі свердловини за одиницю часу газу, приведеного до стандартних умов, до видобутку за ту ж одиницю часу дегазованої нафти.

Газонафтовий контакт (ГНК) – поверхня, що розділяє нафту і газ у вільному стані за наявності газу в нафтовому покладі у вигляді газової шапки. Потужність перехідної зони змішаної нафтогазонасиченості зазвичай дуже мала.

Газонафтовий поклад – поклад, у якому вільний газ займає підвищену частину структури і контактує з нафтою, що займає нижню

частину структури у вигляді облямівки; об’єм нафтової частини покладу значно менший за об’єм газової шапки.

Газопроникність – властивість гірських порід пропускати газ завдяки наявності в них зв’язаних між собою пор або тріщин. Виражається в одиницях дарсі.

Геологічний розріз свердловини – геологічний опис і графічне зображення послідовності нашарувань, пройдених свердловиною.

Геологогеофізичний розріз – геологічний розріз свердловини, доповнений типовою каротажною діаграмою. Зазвичай розріз доповнюють типовими кривими електричного каротажу.

Гідравлічний розрив пласта (фре́кінг) – метод інтенсифікації свердловини помпуванням під тиском рідини гідророзриву (кислота, вода, вуглеводні, багатофазні рідини тощо) для розкриття природних чи утворення штучних тріщин у продуктивному пласті із подальшим помпуванням агенту впливу на водній або вуглеводневій основі, кислотних розчинів із пропантом (кварцовим піском, алюмосилікатними і бокситовими пропантами тощо) або без нього.

Гідродинамічно недосконала свердловина – свердловина, яка є недосконалою за ступенем або характером розкриття пласта, або за обома ознаками разом, що призводить до зменшення площі фільтрації та до нерівномірного її розподілу по бічній поверхні свердловини.

Диз’юнктивні порушення – порушення первинного залягання верств гірських порід із розривом їх суцільності. Це розломи, тріщини, поверхні сповзання тощо, переважно, пов’язані з гороутворюючими та складкотвірними рухами. За походженням диз'юнктивні порушення поділяють на нетектонічні і тектонічні. По відношенню до складчастих та ін. тектонічних структур можуть бути крайовими або граничними, внутрішніми і наскрізними, за глибиною проявів – приповерхневими або глибинними.

Ефективна пористість – пористість нафтового пласта, виражена відношенням сумарної величини об’єму пор, заповнених нафтою, до загальної пористості порід, що складають цей нафтовий пласт.

Ефективна (фазова) проникність – проникність пористого середовища для будь-якої рідини або газу за умови одночасної наявності в породі їх суміші (газ-нафта, вода-нафта, газ-нафта-вода). Е. п. породи для рідини або газу залежить від ступеня насиченості пор породи цією рідиною або газом.

Ефективна товщина нафтоносного горизонту – сумарна потужність у нафтоносному горизонті прошарку порід (зазвичай пісковиків), по яких можливе переміщення нафти.

Індикаторна діаграма – графічне зображення залежності між дебітом свердловини та перепадом тиску. Будується за даними дослідження свердловин на припливі. За формою індикаторної кривої судять про закон, за яким відбувається фільтрація рідин і газу у свердловину. Екстраполюючи індикаторну криву, знаходять потенційний дебіт свердловини.

Категорія А – запаси покладу (його частини), вивченої з детальністю, що забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей; нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови його розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу і конденсату, гідропровідність і п'єзопровідність та інші). Запаси категорії А підраховуються за покладом (його частиною) розбуреним відповідно до затвердженого проєкту розробки родовища нафти або газу.

Категорія В – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на підставі отриманих промислових припливів нафти або газу в свердловинах на різних гіпсометричних відмітках. Запаси категорії В підраховуються за покладом (його частиною), розбуреним відповідно до затвердженої технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія C_1 – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якої встановлена на підставі отриманих у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень в невипробуваних свердловинах.

Категорія C_2 – запаси покладу (його частини), наявність яких обґрунтовано даними геологічних і геофізичних досліджень.

Категорія C_3 – перспективні ресурси нафти і газу підготовлені для глибокого буріння площ, розташованих у межах нафтогазоносного району і оконтурених перевіреними в даному

районі методами геологічних і геофізичних досліджень, а також не розкритих бурінням пластів розвіданих родовищ, якщо продуктивність їх встановлена на інших родовищах району.

Квазістаціонарний процес – процес, швидкість поширення якого в обмеженій системі така велика, що за час, який потрібен для поширення процесу в межах усієї системи, його стан не встигає помітно змінитися.

Кислотна обробка свердловин (КОС) – хімічний спосіб інтенсифікації продуктивності свердловини для підвищення проникності карбонатних і піщаних колекторів шляхом розчинення кислотним розчином порід і забруднювачів пласта; помпування та протискування у привибійну зону пласта (ПЗП) рідиною або азотом інгібованих агентів впливу на основі кислот, солей або їх сумішей залежно від характеру, складу і структури порід ПЗП. Види КОС: прості, масовані, спрямовані, під тиском, термокислотні, пінокислотні, кислотоструминні, солянокислотні, глинокислотні, сухокислотні тощо

Коефіцієнт витіснення нафти водою при розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення – відношення вилученої з пласта нафти до її запасів, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалася впливу заводненням.

Кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі – відношення видобутої кількості нафти за весь термін розробки до балансових запасів.

Коефіцієнт витіснення – відношення об’єму нафти, витиснутої з ділянки пласта зайнятої робочим агентом (водою, газом), до початкового вмісту нафти в цій ділянці.

Коефіцієнт охоплення пласта впливом – відношення запасів нафти, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалась впливу заводненням, до геологічних запасів нафти в пласті.

Колектор – пориста або тріщинувата гірська порода, що містить у своїх порах, кавернах і тріщинах нафту, газ, супутню пластову воду і здатна віддавати їх під час розробки. Типи колекторів: 1) тріщинуватий, 2) поровий, 3) кавернозний. Колекторські властивості нафтогазоносних пластів визначаються гранулометричним складом, пористістю та проникністю породи.

Кущові насосні станції (КНС) – насосні станції, що застосовуються з метою здійснення заводнення нафтових пластів.

Літологічна неоднорідність пластів – відмінність колекторських властивостей порід (пористості, проникності) на окремих ділянках пластів.

Модель процесу витіснення – система кількісних уявлень про процеси фільтрації флюїдів у пласті та видобування нафти і газу з надр, заснована на законах збереження речовини, енергії і рівняннях стану.

Модель процесу розробки родовища – система кількісних уявлень про процес видобування нафти і газу з надр. В моделі розробки нафтового родовища можна застосовувати будь-яку комбінацію моделей пласта і процесу розробки за умови, щоб ця модель найбільш точно відображала властивості пластів і процесів.

Накопичений видобуток нафти – відображає кількість нафти, видобуту по об'єкту за певний проміжок часу з початку розробки, тобто з моменту пуску першої видобувної свердловини.

Нафтовий газ – природний газ, який супроводжує нафту і містить у своєму складі, крім метану, важкі газоподібні вуглеводні (етан, пропан, бутан та ін.).

Нафтоносні породи – гірські породи, просочені нафтою. Зазвичай нафта просочує добре пористі породи – піски, пісковики, ніздрюваті вапняки тощо, створюючи з таких порід промислово-нафтоносні горизонти, що підлягають розробці. Нафтоносними породами бувають також глини та інші щільні породи, але нафта в них розсіяна та трохи зосереджена лише в зламах і зім’ятих частинах.

Обводненість продукції – відношення дебіту води до сумарного дебіту нафти і води.

Оптимальний дебіт свердловини – максимально можливий дебіт свердловини, що забезпечує безаварійну її роботу та раціональну розробку покладу в цілому.

Основний період розробки нафтових родовищ – перші три стадії, протягом яких відбирають від 70 % до 95 % видобувних запасів нафти.

Основний фонд свердловин – кількість свердловин, необхідна для реалізації запроєктованої системи розробки.

Питомий добувний запас нафти *(параметр А. П. Крилова)* – відношення запасів нафти, що добуваються по об'єкту, до загальної кількості свердловин.

Пластовий газовий фактор – відношення сумарної витрати газу, що фільтрується в пласті (вільного і розчиненого в нафті), приведеного до атмосферних умов, до об'ємної швидкості фільтрації нафти.

Пластовий тиск динамічний – тиск, який установлюється в покладі внаслідок спільної дії працюючих свердловин (їх інтерференції).

Пористість ефективна – об’єм вільних не пов’язаних (чи не ізольованих) між собою пор, по яких може пересуватися рідина.

Поточний коефіцієнт нафтовіддачі – відношення видобутої з пласта кількості нафти на певну дату до балансових (геологічних) її запасів.

Пружний запас родовища, його частини або законтурної області – можлива зміна порового об'єму пласта в цілому при зміні пластового тиску на задане, граничне значення, виходячи з умов розробки й експлуатації родовища.

Режимом роботи покладу – прояв переважного виду пластової енергії у процесі розробки. Режими бувають: пружний, водонапірний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний, змішаний.

Родовище нафти (газу) – сукупність покладів нафти і газу, що належать до однієї ділянки земної поверхні та мають у процесі свого утворення єдину тектонічну структуру. В окремому випадку родовище містить усього лише один поклад нафти і тоді ці терміни є синонімами.

Роторна бурова установка для вертикального буріння (RVDS) – це запрограмований саморегулювальний бурильний пристрій для буріння вертикальних свердловин. RVDS (РБУВБ) складається з двох модулів, які вбудовані в нижню частину КНБК між долотом та першим стабілізатором (калібратором) бурильної колони.

Середній газовий фактор – технологічний показник розробки, який визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

Тайд газ – природний газ, що знаходиться у надзвичайно низькопроникних (щільних) колекторах (зазвичай – у вапняках або пісковиках), проникність яких менша 0,1 мД. Для його видобування використовують свердловини з горизонтальними, похило-

скерованими або багатовибійними стовбурами, а також гідравлічний розрив порід.

Талевий блок – рухома частина талевої системи при спуско-підіймальних операціях.

Темп відбору рідини – відношення річного видобутку рідини в пластових умовах до запасів нафти, що вилучаються.

Тиск насичення нафти газом – тиск, при якому певний об’єм газу знаходиться в нафті у розчиненому стані.

Усадка нафти – у промисловій практиці зменшення питомого об’єму пластової нафти внаслідок дегазації та зниження температури під час підйому її на поверхню.

Фільтрація – рух рідин і газів у пористому (або тріщинуватому) середовищі. Швидкість фільтрації визначається об’ємною витратою рідини через одиницю площі поперечного перерізу пласта і пропорційна градієнту тиску, проникності породи та зворотно пропорційна в’язкості рідини, яка фільтрується через породу. Швидкість Ф. завжди менша за дійсну швидкість руху рідини.

Флюїд – будь-яка речовина, поведінка якої під час деформації може бути описана законами механіки рідин. У нафтогазовій справі під флюїдом розуміють пластові газ, нафту і воду.

Фонд свердловин – загальна кількість нагнітальних і видобувних свердловин, призначених для здійснення процесу розробки родовища.

Цементувальні насосні агрегати – призначені для приготування, нагнітання і протискування тампонажних та інших розчинів у свердловину, для промивання свердловин, оброблення привибійної зони пласта у свердловинах, опресування труб та обладнання.

PVT-дослідження (*від англ. PVT – тиск, об'єм, температура*) – термофізичні властивості рідин (фазова поведінка, густина, в'язкість та ін.) при змінних умовах тиску, температури і об'єму.

УКРАЇНСЬКО–АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ

Бло́кове заводнення – block contour flooding

Бурильна головка – drilling head

Бурильна колона – drill pipe string, drill column

Буріння – drilling, boring

Бурова вежа – drilling rig, derrick

Буровé долотó – drilling bit, bore bit

Буровáплатформа – drilling platform

Ванна солянокислотна – hydrochloric acid bath

Верхній привод – top drive

Вибіркове заводнення – selective (water)-flooding

Видобування глибиннонасосне (свердловиннонасосне) – deep-pumping production

Витіснювальний агент – displacement agent

Вимірювання у процесі буріння – measurement while drilling (MWD)

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Видобування нафти (газу) – oil (gas) recovery

Витіснювальний агент – displacement agent

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Водорозподíльна систéма – water distribution system

Газове родовище – gas field

Газова свердловина – gas well, gasser

Газові методи підвищення нафтовилучення – gas methods of keeping reservoir pressure and enhanced oil recovery

Газогідратне родовище – gas-hydrate field

Газоконденсатно-нафтове родовище – gas condensate oil field

Газорідинний підіймач – gas-liquid lift, gas-lift

Гідророзрив пласта́ – hydraulic fracturing, fracking

Горизонтальне буріння – directional drilling

Гравітаційний дренаж з використанням пари – steam-assisted gravity drainage (SAGD)

Дебíт – discharge, flow rate, yield, production rate

Диз'юнктивні порушення – disjunctive break, disturbance, fracture)
Заводнення – flooding
Законтурне заводнення – perimeter flooding, marginal flooding, edge water flooding
Зона нафтогазонакопичення – zone of oil and gas accumulation
Капітальний ремонт – overhaul
Каротаж у процесі буріння – logging while drilling (LWD)
Квазістаціона́рний проце́с – quasistationary process
Компоновка низу бурильної колони – bottom hole assembly (BHA)
Максимально допустимий робочий дебіт газової свердловини – maximum permissible working debit of gas mining hole
Мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення – microbiological methods of enhanced oil recovery
Міцелярне заводнення – micellar flooding
Модель пласта – formation model
Морські нафтогазові промисли – off-shore oil and gas fields
Моторизована керована система – motary steerable system (MSS)
Нафта щільних колекторів – tight oil
Нафтове родовище – oil field, petroleum deposit
Нафтовий поклад – oil field, oil pool
Нафтовий промисел, нафтопромисел – oil field
Нафтовилучення з нафтового пласта – oil recovery ratio, production rate of an oil reservior
Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio
Нафтога́зова промисло́вість (га́лузь) – oil and gas industry, petroleum industry
Нафтогазовий сепаратор – oil and gas separator
Нафтовидобува́ння – extraction of petroleum
Нафтовий збірний пункт – oil gathering point
Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio
Нафтогазове родовище – oil-and-gas field
Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтогазоносний комплекс – oil and gas bearing complex

Нафтогазоносний район (НГР) – oil and gas area

Нафтогазоносна область – oil and gas bearing region, oil and gas bearing area

Нафтогазоносна провінція (НГП) – oil and gas bearing province

Нафтогазоносна формація – oil and gas bearing formation

Нафтогазопромислова геологія – oil and gas field geology

Нафтогазоконденсатний поклад – oil and gas condensate pool

Нафтогазоконденсатне родовище – oil-gas condensate field

Нафтогазонасиченість залишкова – residual saturation of oil and gas

Нафтогазоматеринські породи – parent rocks of oil and gas, mother beds of oil and gas

Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтоносні піски – oil sands

Нафтосховище – oil storage

Нафтонасиченість пласта – reservoir oil saturation, bed oil saturation

Обводненість продукції – water ratio (water cut, water holdup) of production

Обертальне буріння – rotary drilling

Обсадна колона – casing string

Підіймальне устаткування – hoisting plant

Підтримування пластового тиску – maintenance of reservoir pressure, repressuring

Покращена нафтовіддача – improved oil recovery (IOR)

Полімерне заводнення – polymer flooding

Потокометрія – flowmetry

Превентор – blowout preventer

Прирóдний газ – gas

Противикидне обладнання – outburst prevention equipment, blowout equipment, blowout preventor equipment

Родовище вуглеводнів – hydrocarbon deposit

Розкриття продуктивного пласта – tailing-in, drilling-in of a payout bed

Розро́бка на́фтового родо́вища – oil field exploitation

Розробка морського родовища нафти і газу – off-shore mining, sea mining of petroleum and gas

Розширюваний тампонажний цемент – expansion oil-well cement

Роторна-керована система (РКС) – Rotary Steerable System (RSS)

Сайклінг-процес – cycling process

Свердлови́на – well, drilling hole, borehole

Селективний гідравлічний розрив пласта – selective hydraulic fracturing of formation.

Система видобування, збирання і підготовки газу і газоконденсату – system of recovery and gathering as well as treatment of gas and gas-condensate

Сланцева нафта – shale oil

Сланцевий газ (природний) – natural shale gas

Снаббінг – snubbing

Снаббінг-блок – snubbing unit

Тайд газ – Tight gas

Тампонажний цемент – oil-well cement

Тартання – bailing

Теплові методи підвищення нафтовилучення – thermal methods of enhanced oil recovery

Теплофізичні методи підвищення нафтовилучення – thermal and physical methods of enhanced oil recovery

Термоліфтний ефект – thermolift effect

Термохімічні методи підвищення нафтовилучення – thermal and chemical methods of enhanced oil recovery

Третинний метод нафтовидобутку – enhanced oil recovery (EOR)

Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення – physical and chemical methods of enhanced oil recovery

Циклічна парова стимуляція – cyclic steam stimulation (CSS)

Швидкість обертання – rotary speed

Язик обводнення – lateral coning; water finger

ЛІТЕРАТУРА

1. Акбулатов Т. О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Хасанов // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 10. – С. 20–25.

2. Беляков Н.В. Малогабаритная забойная телеметрическая система с комбинированным каналом связи. НТВ АИС "Каротажник", 1997. – № 30. – с. 60 – 67.

3. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

4. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи [Друге видання виправлене і доповнене] / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Львів: Новий Світ-2000, 2018. – 312 с.

5. Бойко В. С. Проектування розробки нафтових родовищ: Підручник / В. С. Бойко. – ІваноФранківськ: Нова зоря, 2012. – 588 с.

6. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – К.: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

7. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко , Р. В. Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація. Т. 1 – 2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.

8. Бриджес К. Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Пер. с англ. под ред. А. Г. Данилова / К. Л. Бриджес. – М: Институт компьютерных исследований, 2016. – 221 с.

9. Бурение горизонтальных скважин. Учебник инженера по бурению горизонтальных скважин. – Оренбург, 1998. – 480 с.

10. Буровые долота. Каталог технических решений halliburton.com. URL: https://www.halliburton.com/content/dam/halliburton-ru/public/pubsdata/books-and-catalogs/60-945-DBS-V2.PDF

11. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: под общей ред. А.М. Гусмана, К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.

12. Бучинський М. Я. Системи верхнього привода для буріння та підземного ремонту свердловин / М. Я. Бучинський, В. М. Світлицький. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 78 с.

13. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. – М.: Academia, 2004 – 352 с.

14. Витвицький Я. С. Аналіз ресурсного потенціалу та економічних проблем нафтовидобування в Україні із родовищ вуглеводнів, запаси яких відносяться до категорії важкодоступних / Я. С. Витвицький, М. С. Пілка // Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. – № 1(13). – С. 30 – 35.

15. Вітрик В. Г. Практика розробки виснажених нафтових родовищ України за допомогою технології направленого буріння. – В.Г. Вітрик, А.В. Кондратьєва, М.Ю. Селінний, Р.Н. Галушка // Нафтогазова інженерія. – ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка. – Число 2. – С. 19 – 26.

16. Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / В. С. Войтенко , В. Г. Вітрик , Р. С. Яремійчук , Я. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

17. Волик Д.А. Буровые породоразрушающие инструменты. Учебное пособие / Д.А. Волик. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 94 с.

18. Волков А.В. Термогазохимический метод воздействия на пласт / А.В. Волков, С.Г. Медведев, В.А. Бобров, Р.Р. Рамазанов // Новые технологии – нефтегазовому региону : Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 38 – 42.

19. Вольченко Д.О. Підвищення коефіцієнта нафтовилучення шляхом міцелярно-полімерного заводнення / Д. О. Вольченко, О. І. Вольченко, Є. О. Ольшевський, В. Я. Малик // Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції. – Дрогобич, 2018. – С. 21 – 25.

20. Вольченко Д.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи в мире: опыт и перспективы (часть I) /Д.А. Вольченко // Вестник Азербайджанской Инженерной Академии. – Баку, 2014. – Том 6. – №2. – С.74 – 82.

21. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.

22. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці – 2006 – 524 с.

23. Гурський С.А. Досвід використання лігносульфонатно-кальцієвої бурової промивальної рідини на свердловинах родовищ ПАТ «Укрнафта» / С.А. Гурський, М.Я. Магун, Р.В. Зіньков, А.Ю. Карпова // Нафтогазова галузь України. – Київ, 2015. – № 4 – С. 15 – 18.

24. Эпов И.Н. Потокоотклоняющие технологи как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом / И.Н. Эпов, О.П. Зотова. – Фундаментальные исследования, 2016. – № 12 – 4. – С. 806 – 810.

25. Євдощук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14 – 18.

26. Історія бурової справи в Україні // URL: http://first-drilling.com.ua

27. Качмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводів до свердловин / Ю. Д. Качмар, Р. С. Яремійчук, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк. – Львів: Центр Європи, 2005 (у двох книгах).

28. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скажи. Учебное пособие / С.А. Кейн – Ухта : УГТУ, 2014.

29. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні [Текст] : довідник / В. М. Ясюк, Р. С. Яремійчук. – Київ – Сімферополь – Львів: Центр Європи, 2014. – 336 с.

30. Коцкулич Я.С. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів [Текст] / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1 (31). – С. 21 – 28.

31. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – 504 с.

32. Коцкулич Я.С. Відновлення свердловин шляхом забурювання нових стовбурів / Я.С. Коцкулич, О.І. Кирчей, О.Г. Лазаренко, А.М. Лівінський // Young Scientist. – 2016. – № 12.1 (40). – С. 45 – 49.

33. Коцкулич Я. С. Закінчування свердловин / Я. С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

34. Куксов В.А. Новые технологии промывочных жидкостей для первичного вскрытия / В.А. Куксов // Нефть и газ. – 2004. – № 9. – С. 16–18.

35. Кунцяк Я.В. До питання кольматації проникних пластів під час використання неглинистих промивальних рідин / Я.В. Кунцяк, Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, Я.І. Кулик // Нафтогазова галузь України. – № 4. – 2013. – С. 10 – 14

36. Кучернюк А.В. Комплексні технології ударно-хвильового впливу на продуктивні горизонти як інструмент підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ / А.В. Кучернюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 5. – С. 23–27.

37. Кучернюк В.А. Технології ударно-хвильової та депресійно-репресійної хімікогідродинамічної дії на ПЗП / В.А. Кучернюк, І.С. Печерський, І.В. Бубнов, С.Б. Полатайко // Нафтогазова галузь України. 2015. № 4. – С. 31 – 35.

38. Лазаренко О.Г. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі / О.Г. Лазаренко, А.М. Лівінський // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2014. – Вып. 17. – С. 47 – 52.

39. Лубан Ю.В. «БІОКАР» – неглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан [та ін.] // Нафт. і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С. 18–21.

40. Лукін О.Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56 – 67.

41. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / укл. В. С. Білецький. – Донецьк: Донбас, 2004.

42. Медведев К. Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти / К. Ю. Медведев // Recent Studies of Applied Sciences – 2015. – С. 10 – 17

43. Молчанов А.Г. Колтюбинг. Настольная книга специалиста / А.Г. Молчанов. – Минск: Асобны, 2006. – 207 с.

44. Молчанов А. Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А. Г. Молчанов, С. М. Вайншток, В. И. Некрасов, В. И. Чернобровкин. – 2000. – 224 с.

45. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 322 с.

46. Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти КИН) и методы повышения нефтеотдачи (МУН) и газоотдачи.

URL: https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141811-nefteotdacha-koeffitsient-izvlecheniya-nefti-kin-i-metody-povysheniya-nefteotdachi-mun/

47. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. URL: https://tegaz.ru/company/press/407/

48. Орловський В.М. Обважчені тампонажні матеріали / В.М. Орловський // Мінеральні ресурси України К.: 2020. – №1. – С. 48 – 51.

49. Орловський В.М. Полегшені тампонажні суміші / В.М. Орловський, А.М. Похилко // Мінеральні ресурси України К.: 2018. – № 3. – С. 42 – 45.

50. Орловський В.М. Тампонажні матеріали розширювані під час твердіння / В.М. Орловський // Зб. наукових праць УкрДГРІ – К.: 2019. – № 3–4. – С. 106 – 113.

51. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні. Монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

52. Орловський В. М. Тампонажні розчини з диференційованим темпом набору міцності / В. М. Орловський, В. С. Білецький, А. М. Похилко // Збірник наукових праць Науканафтогаз «Проблеми та перспективи нафтогазової промисловості». – Вишневе: 2020. – № 4. – С. 91 – 105.

53. Орловський В. М. Технологія видобування нафти : навчальний посібник / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В.І. Сіренко. – Львів: Новий Світ 2000, 2022. – 308 с.

54. Орловський В. М. Технологія розробки нафтових родовищ : навчальний посібник / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик. – Полтава: Техсервіс, 2020. – 243 с.

55. Подземный ремонт скважин: URL: https://www.neftemagnat.ru/enc/59

56. Пола Диттрик. Умное долото. Новые конструкции позволяют увеличить эффективность бурения / Пола Диттрик // Oil&Gas Journal, 6 November 2017, p. 36 – 38.
URL: https://www.halliburton.com/content/dam/halliburton-ru/public/pubsdata/papers-and-articles/OGJR-36337986-pages-32-35.pdf

57. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом. URL: https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41173

58. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.

59. Ручкин А. А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А. А. Ручкин, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ВекторБук, 2005. – 165 с.

60. Світлицький В.М. Техніка та технологія підземного ремонту свердловин: Навч. посібник / В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, В.П. Троцький. – Харків: Прапор, 2007. – 496 с.

61. Симонянц С. Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями / С. Л. Симонянц. – 2007 – 160 с.

62. Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М.: «Госэнергоиздат», 1960. – 208 с.

63. Становлення нафтопромислової промисловості Прикарпаття. Музей нафтопромислів Галичини. URL: https://core.ac.uk/outputs/84122290

64. Техника и технология проведения ПРС с применением гибких труб. URL: https://works.doklad.ru/view/W61o7TMwgic/all.html

65. Технологии повышения нефтеотдачи пластов. URL: https://neftegaz.ru/science/booty/331917-tekhnologii-povysheniya-nefteotdachi-plastov/

66. Фем’як Я. М. Аналіз бурових розчинів при розкритті продуктивних пластів боковим стовбуром / Я. М. Фем’як, О. М. Федик, В. І. Щуцький // Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції «Нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. – Дрогобич, 2019. – С. 13 – 17.

67. Хайруллин А.А. Биотехнологические способы повышения нефтеотдачи / А.А. Хайруллин, Б.Т. Нурмухамбетова / Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. «Новые технологии – нефтегазовому региону». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С 188 – 191.

68. Чорний М.І. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів: навчальний посібник / М.І. Чорний, О.М. Чорний, І.М. Метошоп, І.М. Кузів. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 306 с.

69. Чорний О.М. Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибійного тисків під час буріння свердловин Передкарпаття / О.М. Чорний, Г.М. Левицька, І.М. Кузів, Е.О. Чорний // Нафтогазова галузь України. 2015. № 3. – С. 14 – 18.

70. Янукян А. П. Применение водных растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / А. П. Янукян, Л. Г. Ахметова, В. Ю. Юхимчак. URL: https://izron.ru/articles/tekhnicheskie-nauki-tendentsii-perspektivy-i-tekhnologii-razvitiya-sbornik-nauchnykh-trudov-po-itoga/sektsiya-6-gornaya-i-stroitelnaya-tekhnika-i-tekhnologii-spetsialnost-05-05-00/primenenie-vodnykh-rastvorov-pav-dlya-uvelicheniya-nefteotdachi-plastov/

71. Geolib.net. Справочник по геологи. URL: https://www.geolib.net/tkrs/koltyubing-gnkt.html

72. Aladasani, A. and Bai, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79, 1 – 2, 10 – 24, DOI 10.1016/j.petrol.2011.07.005. Source: http://www.eorcriteria.com.

73. Bradley, Howard B. (1987). Petroleum Engineering Handbook. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. ISBN 1-55563-010-3

74. Clegg, Joe Dunn, ed. (2007). Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers. p. 900. ISBN 978-1-55563-118-5.

75. Friedrich P. Springer: Zur Geschichte der Tiefbohrtechnik aus der Perspektive von Lehr- und Fachbüchern, Erdöl Erdgas Kohle Heft 7/8, 125. Jahrgang 2009.

76. Marius Vassiliou, Historical Dictionary of the Petroleum Industry, 2nd Ed.. Lanham, MD: Rowman & Littlefield, 2018, 621 pp.

77. Matthew Yeomans, Oil: Anatomy of an Industry (New Press, 2004), ISBN 1-56584-885-3.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Орловський Віталій Миколайович,
Білецький Володимир Стефанович,
Сіренко Володимир Іванович

НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ ПЛАСТІВ

Відповідальний за випуск *В. С. Білецький*

Комп'ютерна верстка *В. М. Орловський*
Редактор *В. С. Білецький*
Дизайн обкладинки *Т. В. Орловська*

Підписано до друку 17.01.2023 р.
Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman.
Папір офсетний.
Ум.-друк. арк. 24,2. Обл.-вид. арк. 19,5.
Тираж 100 прим.
Зам. № 2023 – 03

Видавець ФОП Піча С. В.
а/с 5026, м. Львів-53, 79053, Україна
e-mail: novcv2016@ukr.net
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції серія: ДК № 5069 від 22.03.2016 року, видане
Державним комітетом інформаційної політики, телебачення та
радіомовлення України

За фінансову допомогу у тиражуванні цього навчального посібника автори висловлюють подяку компанії **ДТЕК Нафтогаз** – лідеру приватного газовидобутку України



ДТЕК Нафтогаз