

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. Г. ВІТРИК, В. І. СІРЕНКО**

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

Навчальний посібник для студентів спеціальності
185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Львів – Харків – Полтава – 2022

УДК 622.24

Рекомендовано до друку кафедрою «Нафтогазової інженерії і технологій»
Харківського національного університету міського господарства
ім. О.М. Бекетова (протокол № 7 від 30.06.2022)

Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту
хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут»,
(протокол № 9 від 28.06.2022)

Рецензенти:

Р.С.Яремійчук, доктор технічних наук, професор;

О. Г. Лазаренко – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ
«Нафтогазмонтаж»;

М. Я. Бучинський – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ
«Експертнафтогаз».

Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І.
Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний
університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ»,
ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000»,
2022. – 308 с.

ISBN 978-966-418-296-3

У навчальному посібнику викладено комплекс питань з технології
видобування нафти на нафтових родовищах, які передбачені програмою
курсу «Технологія видобування нафти», що вивчається студентами
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології», нафтогазових
інститутів і факультетів.

Навчальний посібник також може бути корисним інженерно-
технічним працівникам нафтогазовидобувних підприємств галузі.

ISBN 978-966-418-296-3

© Харків ХНУМГ ім. О.М. Бекетова,
НТУ «Харківський політехнічний
інститут», 2022

© Орловський В. М., Білецький В. С.,
Вітрик В. Г., Сіренко В. І., 2022

© «Новий Світ-2000, ФОП Піча С.В., 2022

ЗМІСТ

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ.....	7
ВСТУП	10
1. ЕТАПИ СТАНОВЛЕННЯ НАФТОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ	12
1.1. Походження нафти та газу	12
1.2. Розвиток промислового нафтогазовидобутку в Україні	15
2. СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І ГАЗУ. ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ	26
2.1. Склад і властивості нафти	26
2.2. Нафтові гази та їх властивості	27
2.3. Фізико-хімічні властивості пластових вод	30
2.4. Гірські породи. Фізичні властивості порід-колекторів	32
3. ПОНЯТТЯ ПРО НАФТОВИЙ ПОКЛАД ТА РОДОВИЩЕ. ДЖЕРЕЛА ПЛАСТОВОЇ ЕНЕРГІЇ	35
3.1. Нафтовий поклад, нафтове родовище	35
3.2. Джерела і характеристики пластової енергії	38
3.3. Режими роботи нафтових покладів	46
4. СВЕРДЛОВИНА ТА ЇЇ ЕЛЕМЕНТИ	50
4.1. Коротка характеристика свердловин	50
4.2. Вимоги до конструкції свердловин	52
4.3. Фізичні процеси, що відбуваються у привибійній зоні свердловини в період відкриття, виклику припливу, освоєння та експлуатації	53
4.4. Приплив рідини у свердловину. Привибійна зона свердловини	59
5. ГІДРОДИНАМІЧНА ДОСКОНАЛІСТЬ СВЕРДЛОВИН	64
5.1. Гідродинамічна досконалість свердловин	64
5.2. Коефіцієнт гідродинамічної досконалості. Приведений радіус свердловини	71
5.3. Оцінка ефективності наступних робіт після первинного розкриття пласта	74

6. ТИПОВІ КОНСТРУКЦІЇ ВИБОЇВ СВЕРДЛОВИН. ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ	78
6.1 Типові конструкції вибоїв свердловин	78
6.2. Вторинне розкриття пластів	80
7. ВИКЛИК ПРИПЛИВУ І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН	89
7.1. Фізичні основи виклику припливу і освоєння	89
7.2. Критерії вибору методу виклику припливу	90
7.3. Методи та способи виклику припливу і освоєння свердловин	91
7.4. Особливості освоєння нагнітальних свердловин, пробурених у нафтонасиченій частині покладу.....	97
8. ФОНТАННА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН	99
8.1. Баланс енергії у видобувній свердловині. Класифікація способів експлуатації.....	99
8.2. Типи фонтанних свердловин, види й умови фонтанування ...	100
8.3. Ускладнення в роботі фонтанних свердловин	102
8.4. Обладнання нафтових свердловини при фонтанній експлуатації	107
9. ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН	112
9.1. Принцип дії, схеми і сфера застосування газліфту	113
9.2. Пуск газліфтної свердловини	118
9.3. Обладнання газліфтних свердловин	119
9.4. Газопостачання і газорозподіл при газліфтній експлуатації ..	122
10. ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИН НАСОСНИМИ УСТАНОВКАМИ	125
10.1. Класифікація глибинно-насосних установок	125
10.2. Сфера застосування глибинно-насосних установок	126
10.3. Експлуатація свердловин штанговими глибинно-насосними установками	129
10.4. Штангові глибинно-насосні установки	131
10.5. Принципова схема установок занурювальних відцентрових насосів з електроприводом та їх елементи	136
10.6. Установки струминних насосів	142
10.7. Установки гідравлічних поршневих насосів	147

10.8. Установки вібраційних насосів	152
10.9. Установки гвинтових насосів	155
10.10. Установки з діафрагмовими насосами	160
11. ОДНОЧАСНО-РОЗДІЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ КІЛЬКОХ ПЛАСТІВ ОДНІЄЮ СВЕРДЛОВИНОЮ. ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ СВЕРДЛОВИН	164
11.1. Сфера застосування одночасно-роздільної експлуатації кількох пластів однією свердловиною	164
11.2. Схеми обладнання одночасно-роздільної експлуатації кількох пластів однією свердловиною	165
12. ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	171
12.1. Загальна характеристика методів дослідження свердловин і пластів	171
12.2. Технологія і техніка гідродинамічних досліджень і вимірювань	176
12.3. Гідродинамічні дослідження свердловин на усталених режимах	178
12.4. Гідродинамічні дослідження свердловин і пластів на неусталених режимах	184
13. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ. МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ	190
13.1. Інтенсифікація видобутку нафти і газу та методи збільшення нафтогазовилучення із пластів	190
13.2. Основні критерії застосування методів підвищення нафтовилучення і газовилучення із пластів з урахуванням геолого-фізичних і технологічних умов розробки об'єктів	194
14. БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН	203
14.1. Види ускладнень і наслідки, які спричиняються ними	203
14.2. Ремонтні роботи	203
14.3. Боротьба з обводненням свердловин	207
14.4. Боротьба з утворенням піщаних корків у свердловинах	215
14.5. Боротьба з відкладанням парафінів і асфальтенів	219
14.6. Боротьба з відкладами солей	221

14.7 Обстеження стовбура свердловин	223
14.8 Види підземного ремонту свердловин	227
14.9 Обладнання для ремонту. Автоматизація і механізація спуско-підіймальних операцій	230
15. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГНУЧКИХ ТРУБ	238
15.1 Загальна характеристика колтюбінгового устаткування	238
15.2 Застосування гнучких труб у свердловинах	242
16. ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВКА НАФТИ НА ПРОМИСЛІ	253
16.1 Призначення і загальна характеристика систем збирання і підготовки нафти	253
16.2 Збирання та промислова підготовка пластової продукції	254
16.3. Промислові системи збирання нафти	260
17. ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУВАННЯ НЕТРАДИЦІЙНОЇ НАФТИ	265
17.1 Поклади нетрадиційних нафт	265
17.2 Бітумінозні піски	266
17.3 Сланцева нафта	269
17.4 Важка (високов'язка) нафта	277
17.5 Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-скерованим бурінням	279
18. ОСОБЛИВОСТІ МОРСЬКОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ ..	285
18.1 Особливості морського нафтовидобутку	285
18.2 Нафтові платформи, їх різновиди та особливості	287
18.3 Технології морського нафтогазовидобування	292
КОРОТКИЙ ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК	295
УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОПРОМИСЛОВИХ ТЕРМІНІВ	301
ЛІТЕРАТУРА	305

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

АГВУ – автоматизована групова вимірювальна установка
АВПТ – аномально високий пластовий тиск
АДУ – автоматичне депарафінаційне устаткування
АНПТ – аномально низький пластовий тиск
АОП – агрегат для обслуговування піднімальних агрегатів
АПШ – агрегат для перевезення штанг
АСПВ – асфальтено-смоло-парафінові відкладення
АФК – арматура фонтанна хрестова
АФТ – арматура фонтанна трійникова
БГНУ – безштангова глибинно-насосна установка
ВГ – верстат-гойдалка
ВНК – водонафтовий контакт
ВОБ – високоокиснений бітум
ВПС – в'язкопружний склад
ГВК – газоводяний контакт
ГДС – геофізичні дослідження свердловин
ГКВ – глинокислотна ванна
ГКО – глинокислотна обробка
ГНК – газонафтовий контакт
ГПЗ – газопереробний завод
ГПП – гідропіскоструминна перфорація
ГРБ – газорозподільна батарея
ГРП – газорозподільний пункт
ГРП – гідравлічний розрив пласта
ГТД – геолого-технологічні дослідження
ДДз – Дніпровсько-Донецька западина
ДЗП – дільничний збірний пункт
ДК – діелектричний каротаж
ДКС – дотискна компресорна станція
ДНС – дотискна насосна станція
ЕВН – електро-відцентровий насос
ЗЕД – занурювальний електричний двигун
ІЗУ – індивідуальна замірна установка
ІННК – імпульсний нейтронно-нейтронний каротаж
КВН – коефіцієнт вилучення нафти
КВП – контрольно-вимірювальні прилади
КГП – ключ гідравлічний підвісний
КГТ – колона гнучких труб

КЗП – комплексний збірний пункт
ККД – коефіцієнт корисної дії
КМПТ – ключ механічний підвісний трубний
КМС – каротаж магнітного сприймання
КМУ – ключ механічний універсальний
КМЦ – карбоксиметилцелюлоза
КНС – кущова насосна станція
КРС – капітальний ремонт свердловин
КС – компресорна станція
МГ – магістральний газопровід
МІВНГ – методи інтенсифікації видобутку нафти і газу
МНП – магістральний нафтопровід
МПНГВ – метод підвищення нафтогазовилучення
НГС – нафтогазовий сепаратор
НКТ – насосно-компресорні труби
НПЗ – нафтопереробний завод
НСР – недосконалість за ступенем розкриття
НСХР – недосконалість за ступенем і характером розкриття
н. у. – нормальні умови ($p = 101\,325$ Па, $t = 273,16$ К ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$))
НХР – недосконалість за характером розкриття
ОЗЦ – очікування затвердіння цементу
ОК – обсадна колона
ОПЗ – обробка привибійної зони
ОРВ – одночасно-роздільне видобування
ОРЕ – одночасно-роздільна експлуатація
ОРЗ – одночасно-роздільне запомповування води
ПАА – поліакриламід
ПАПС – поверхнево-активні полімерні системи
ПАР – поверхнево активна речовина
ПБП – поліетилен бензинового потоку
ПЗП – привибійна зона пласта
ПЗС – привибійна зона свердловини
ПНГ – попутний нафтовий газ
ППУ – пересувна паросилова установка
ППГ – пересувний підігрівач газу
ППТ – підтримування пластового тиску
ППП – поліетилен промрозчинного потоку
ПРС – поточний (підземний) ремонт свердловин
ПС – продукція свердловини
ПС – промисловий самонавантажувач

РІР – ремонтно-ізоляційні роботи
РП – резервуарний парк нафти
СКВ – солянокислотна ванна
СКО – солянокислотна обробка
с. у. – стандартні умови ($p = 101\,325$ Па (760 мм рт. ст.), $t = 293,16$ К (20 °С))
ТГХВ – термогазохімічний вплив
УВН – установка вібраційних насосів
УГН – установка з гвинтовими насосами та електроприводом
УГПН – установка гідравлічних поршневих насосів
УДН – установка з діафрагмовими насосами та електроприводом
УЗВН – установка занурювальних відцентрових насосів з електроприводом
УКПГ – установка комплексної підготовки газу
УКПН – установка комплексної підготовки нафти
УОВ – установка очищення води
УПВ – установка підготовки води
УПН – установка підготовки нафти
УПСВ – установка попереднього скидання води
УСН – установка зі струминними насосами
ЦПЗ – центральний пункт збору
ШГН – штанговий глибинний насос
ШГНУ – штангова глибинно-насосна установка
GQR – показники та коефіцієнти якості газу

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини ХІХ століття, коли зросла потреба в нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової 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 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 ХІХ століття на Прикарпатті, що на той час було під юрисдикцією Австро-Угорщини, зокрема, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

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 нафтогазонасній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі й Долині.

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

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 м³.

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 під час періоду підрадянської України. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м³.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в державі утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснювалися заходи із упровадження 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: Західний (охоплює: Волино-Подільську газонафтоносну провінцію, Передкарпатську нафтогазоносну провінцію, Карпатську складчасту нафтоносну область, Закарпатську газонафтоносну область), Східний (ДДЗ) і Південний (Південно-Кримська нафтогазоносна провінція).

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 м³.

У 2019 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,6 млрд м³ природного газу.

У 2020 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,2 млрд м³ природного газу.

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд м³.

Автори розглядають пропонований навчальний посібник «Технологія видобування нафти» як один із основних для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу») нафтогазових інститутів та факультетів, і будуть вдячні читачам за зауваження і поради, які будуть враховані при підготовці наступних видань навчального посібника. Автори вдячні за тривалу багаторічну співпрацю з провідними вітчизняними фахівцями в нафтогазовій інженерії, В.С.Бойку, Р.С.Яремійчуку та ін., що сприяло появі цього посібника.

1. ЕТАПИ СТАНОВЛЕННЯ НАФТОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

1.1. Походження нафти та газу

Нафта і вуглеводневі гази є генетично спорідненими утвореннями, що сформувалися із загального вихідного матеріалу або єдиних глибинних зон Землі. Знання їх походження мають як теоретичне, так і прикладне значення, оскільки у деяких випадках визначають напрями пошуково-розвідувальних робіт. Різні гіпотези утворення вуглеводнів було запропоновано понад сотню років тому. Сьогодні загальна кількість таких гіпотез досягає кількох десятків. Основним предметом цих суперечок є уявлення про органічне або неорганічне походження нафти та газу.

Гіпотези органічного походження нафти і газу

Однією з перших гіпотез органічного походження вуглеводнів (нафти) передбачалося, що вони утворені внаслідок підземної перегонки вугілля та торфу. Пізніше перевагу стали віддавати гіпотезам про формування вуглеводнів завдяки перетворенню асфальтово-смолистих (бітумних) природних компонентів. Їхня трансформація здійснюється в умовах високих температур і тисків глибинних зон Землі, а також внаслідок діяльності бактерій, катагенетичних процесів. Серед вчених, які активно розвивали такі уявлення, слід назвати К. Енглера, І.М. Губкіна, В.І. Вернадського, А.Д. Архангельського, А.А. Бакірова, Н.Б. Вассоевича, А. Леворсена, В. Лінка, Б. Тіссо, А.А. Трофімука, І.В. Висоцького та ін.

У групі цих гіпотез важливе місце займали уявлення про міграцію органічної речовини: утворилась вона в цих породах чи зазнала значних переміщень; так з'явилися поняття про нафтоматеринські відкладення. Обговорювалось також питання про те, мігрували вуглеводні самостійно, чи разом із водою. Кожна з гіпотез наводила сильні аргументи, але у них є і вразливі місця.

Генезис вуглеводнів передбачає розвиток осадово-міграційної теорії походження нафти та газу, яка сприймається як сучасний варіант органічної концепції. Основними аргументами на її користь є:

1) співвіднесеність переважної частини обсягів промислових скупчень вуглеводнів до осадових утворень (99,9 %);

2) віднесеність найбільших ресурсів вуглеводнів до відкладень періодів та епох, що характеризуються максимальним розквітом життя – крейда, карбон тощо;

3) вміст у нафті біомаркерів або мікрофосилій, тобто складних органічних сполук, характерних для живої речовини, але не утворювані при неорганічному синтезі вуглеводнів (фітан, пристан, стерани, порфірини);

4) оптична активність нафти, пов'язана з наявністю асиметричних молекул біогенного походження;

5) близька подібність ізотопного складу основних елементів нафти з ізотопним складом бітумної частини розсіяної в породах органічної речовини та їх відмінність від ізотопного складу неорганічних компонентів.

Найважливішим положенням теорії осадово-міграційного походження нафти і газу є поняття та вчення про нафтогазоматеринські (нафтогазогенеруючі) відкладення – світи, комплекси, товщі. Таким терміном називаються осадові утворення різного літологічного складу (глинисті, карбонатно-глинисті, кременисто-глинисті) пелітової структури, що накопичуються в субаквальному середовищі з анаеробною геохімічною обстановкою та умовами щодо стійкого занурення ділянки земної кори, що містять у підвищених концентраціях поховану органічну речовину (0,5 – 5 % і більше), здатні генерувати та віддавати в колектори рідкі та газоподібні вуглеводні.

Чинниками перетворення похованої органічної речовини (ОР) є діяльність бактерій (в зоні діагенезу), зростаюча з зануренням пластова температура, каталітична активність глинистих мінералів, гідрогенізація ОР. Гумусова органічна речовина на всіх стадіях постседиментаційного перетворення (діагенез, протокатагенез, мезокатагенез, апокатагенез) генерує переважно газоподібні вуглеводні. Сапропелева ОР на стадії діагенезу генерує переважно газоподібні вуглеводні, а на стадії мезокатагенезу – рідкі (нафту).

Гіпотези неорганічного походження нафти і газу

Перша наукова гіпотеза неорганічного походження нафти та газу була сформульована Д. І. Менделєєвим (1877); вона отримала назву карбідної, тому що передбачала утворення вуглеводнів внаслідок реакції підземних вод із вуглецем, що є в карбідах металів. З'явилися також уявлення про надходження вуглеводнів із вулканічних еманцій, первинне космічне утворення вуглеводнів і низка інших. Всю цю групу поглядів розвивали А. Гумбольдт, П.М. Бергло та ін.

Глибинні неорганічні гіпотези активно розвивали переважно геологи П.А. Кудрявцев, 1951; П.Н. Кропоткін, 1955; В.Б. Порфир'єв,

1961; В.А. Краюшкін, Г.М. Доленко, А.І. Кравцов (СРСР), А.М. Cruse, J.S. Seewald (США) та ін.

Виконаний академіком НАН України О.Ю. Лукіним аналіз геолого-геофізичних і геохімічних даних по різних нафтогазоносних басейнах світу свідчать про те, що головним чинником формування нафтових і газових родовищ не є стародавні геологічно тривалі катагенетичні процеси крапельної первинної міграції при тектонічному зануренні збагачених біогенною органікою осадових товщ, а глибинна дегазація землі¹.

Основні аргументи на користь неорганічного походження нафти та газу:

1) існування деякої кількості покладів вуглеводнів і значної кількості нафтогазопроявів у кристалічних породах фундаменту;

2) часто спостерігається зв'язок або просторова приуроченість родовищ до зон глибинних розломів;

3) експериментальні лабораторні дослідження, у процесі яких в умовах високих температур і тисків синтезовано нафтоподібні вуглеводні та вуглеводневі гази з неорганічних сполук. Разом із тим, вуглеводні, отримані таким шляхом, не мають ряду властивостей, що притаманні природній нафті; вони не містять біомаркерів, не мають оптичної активності тощо.

4) Спостерігається відновлюваність експлуатаційних запасів на родовищах, відмінність геохімічних властивостей нафти в межах одного родовища – це свідчить на користь неорганічного походження нафти за механізмом глибинної дегазації землі.

Критиці концепцій як органічного, так і неорганічного походження нафти і газу присвячена велика кількість публікацій; при цьому прихильники органічної теорії не заперечують можливості синтезу деяких вуглеводнів або якоїсь її частини в природі неорганічним шляхом.

Розглядаючи умови походження нафти і газу, необхідно враховувати, що це складна суміш вуглеводнів, яка дозволяє стверджувати, що однакової нафти немає. Разом із тим, склад нафти подібний – вона складається з 82 – 87 % вуглецю і 11 – 15 % водню. Ці утворення поширені в широкому стратиграфічному діапазоні, у відкладеннях практично будь-якого віку. Переважна частина органічної речовини та вуглеводнів зустрічається в осадовій оболонці

¹ Лукин А. Е. Система "суперплюм – глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов" – неисчерпаемый источник углеводородов / А. Е. Лукин // Геологічний журнал. – 2015. – № 2. – С. 7 – 20. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/geojur_2015_2_3.

Землі; деяка кількість сполук вуглецю і водню продукується організмами вже у теперішній час. У нафті виявлено безліч залишків тваринних і рослинних організмів, спор, водоростей, грибків тощо.

Разом із тим, навіть в умовах переважних уявлень про органічну генезу цих вуглеводнів виключати якусь їх кількість з неорганічним походженням (і навпаки) не слід. На користь цього свідчать їх знахідки у кристалічних породах фундаменту. Нафтогазоутворення є складним безперервним природним процесом у геологічній історії стратисфери, розшифровка якого триває.

Для вирішення багатьох спірних питань утворення нафти і формування родовищ вуглеводнів сьогодні на часі організація моніторингу на експлуатованих родовищах, метою якого має бути спостереження за фізичними та геохімічними властивостями нафти в процесі експлуатації, геодинамічні, гідродинамічні, палінологічні дослідження, ізотопія вуглеводнів та інші види спостережень.

1.2. Розвиток промислового нафтогазовидобування в Україні

Однією з найстаріших галузей промисловості України є нафтопромисли, що були започатковані ще в XVI ст. В Україні нафтогазова промисловість має багату історію. Виникнення і первинний розвиток світової нафтової промисловості значною мірою завдячують родовищам Карпат, де вперше сформувалася нафтова індустрія як сировинна база для газового освітлення помешкань і міст. Нафтопрояви в Українських і Польських Карпатах місцеве населення спостерігало з давніх-давен, що позначилося на топонімах, які походять від автохтонної назви нафти – «ропа»: Роп'янка, Ріпне, Ропиця та ін. На землях України в Прикарпатті нафту почали видобувати в XVI – на початку XVII ст. Ще в XVI ст. м. Дрогобич отримало привілей на освітлення вулиць «скельним олієм». Першу письмову згадку про «чорне золото» Карпат знайдено у «Хроніці Длугоша» (XV ст.), про використання галицької нафти в медицині зазначається у «Книзі Фалінера» (1534 р.), найдавніша інформація про організований видобуток нафти на Прикарпатті датована 1617 роком і належить вона львівському медику та мандрівнику Еразму Сиксту.

У XVII ст. видано офіційний урядовий документ – «Декрет Дворової палати» до Гірничого суду в Дрогобичі, що визнавав ропу (нафту) за мінерал, що пов'язувало її видобуток з регламентом гірничих статутів.

Розвиток західного нафтогазоносного регіону України

Перша згадка про карпатську нафту зустрічається в літературі 1617 року. На старовинному промислі Слобода Рунгунська її добували в 1711 році. На початку XIX ст. нафтові поклади в Прикарпатті було відкрито на території від Добромиля через Дрогобич до Кут і далі до Румунії. Найбільший тогочасний промисел з'явився у 1800 році поблизу села Погар і потоку Роп'янка у Сколівщині. За описами австрійського геолога Еміля Тітца, тут із колодязів глибиною від 5 – 7 до 70 м отримували до 260 т нафти на рік. Відомі поодинокі спроби промислового використання Бориславського родовища в 1810 – 1817 роках, які не дістали сталого розвитку з причин відсутності значного попиту на нафтопродукти.



Рисунок 1.1 – Видобуток нафти з неглибоких ям вручну

а

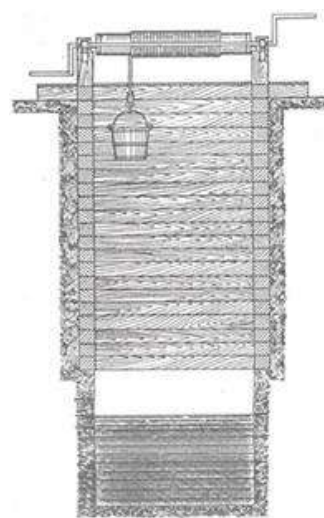


Рисунок 1.2 – Нафтовидобувний колодязь XIX ст. у м. Східниця (ліворуч – нафтова копанка Скансен у Східниці, 2019 р.)

Бориславське нафтогазове родовище почали розробляти в 1854 році. Нафтові ями тут розміщували переважно вздовж р. Тисмениці. У 1865 році у Бориславі функціонувало близько 5 тис. ям глибиною 35 – 40 м. Добова продуктивність однієї копанки досягала 130 – 140 кг. У 1855 – 1865 роках вартість щорічного видобутку нафти та озокериту в Галичині оцінювалася в 15 млн золотих. У 1865 році за межі Галичини вивезено 150 т нафти.

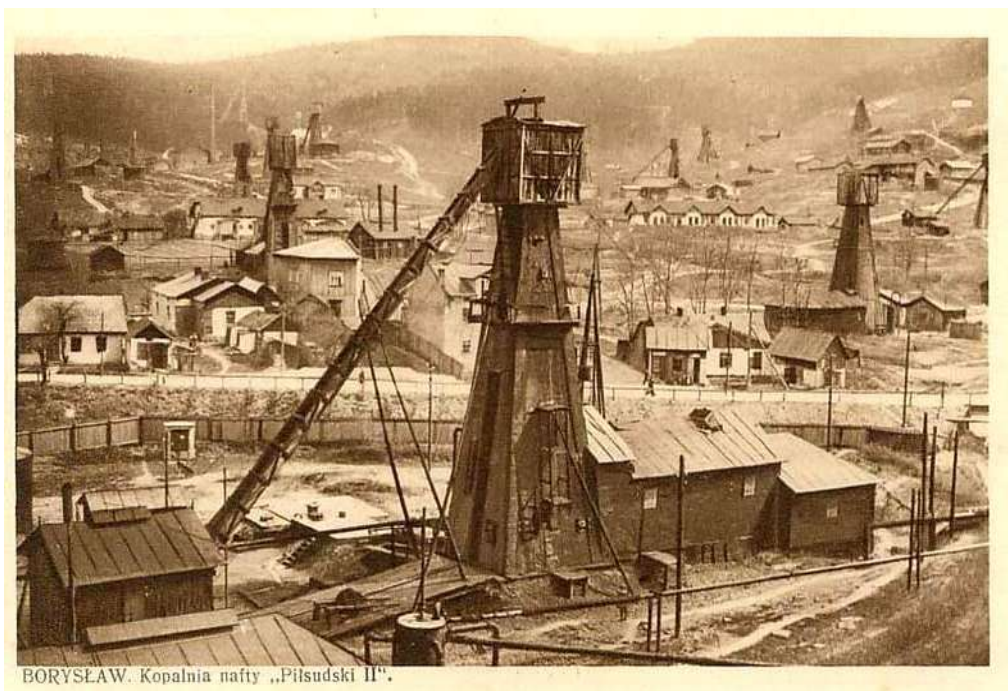


Рисунок 1.3 – Нафтова копальня у Бориславі (кінець XIX ст.)



Рисунок 1.4 – Панорама Борислава з численними нафтовими вежами (кінець XIX ст.)

У 1870 році видобуток нафти у Бориславі досяг 10,6 тис т. Тут діяло близько 800 дрібних підприємств, на яких працювало майже 10 тис. робітників. Розширюється нафтовидобуток і на Станіславщині. У 1871 році у Слободі Рунгурській, що біля Печеніжина, закладено шахту, яка давала нафту. У 1886 році у Бориславі розпочато буріння свердловин механічним ударним способом. Пробурено перших 9 свердловин із добовим дебітом 4 т. У 1893 році у Бориславі вперше розпочато буріння свердловин канатним способом. Уже у 1894 році перші свердловини дали до 150 т нафти на добу. Свердловинний спосіб видобутку повністю витісняє колодязний. Глибина свердловин досягає 800 м і більше. Деякі з них дають фонтани до 3 тис. т нафти на добу з глибини понад 1000 м.

«Галицька Каліфорнія» – Борислав приваблювала підприємців із усієї Європи та світу. Видобуток нафти зростає. У 1906 році у Бориславському нафтовому районі було видобуто 562 тис. т нафти, а в 1909 році – понад 1,9 млн т.

У 1912 р. – уведено в дію один із перших у Європі газопроводів «Борислав-Дрогобич» для подачі побутового нафтового газу, довжина якого складала 12 км.

Після 1919 року на Прикарпатті утворилося ряд акціонерних товариств із видобутку й переробки нафти: «Малопольське нафтове товариство», «Польська спілка з реалізації нафти», фірми «Борислав», «Вакуум», «Карпати», «Франко-Полонія» та ін. Господарями цих товариств і фірм були американські, англійські, французькі та німецькі підприємці. Видобуток нафти поступово зменшується. У Бориславському нафтовому районі у 1913 році було видобуто понад 1 млн т нафти, а в 1938 році – лише 0,5 млн т. У цей час на Галичині діяло близько 40 нафтопромислів, близько 4100 свердловин.

Ще до кінця 1939 року, коли було встановлено радянську владу на окупованих СРСР землях Західної України, нафтогазову промисловість було націоналізовано, замість сотень фірм було створено п'ять великих промислів, що разом із озокеритовими шахтами ввійшли до об'єднання «Укрнафтовидобуток». Газолінові підприємства перейшли до повноважень «Укргазу». На підставі торговельних договорів між Німеччиною та СРСР 1939 і 1940 років до Німеччини вивозили цистернами нафту й нафтопродукти. Після підписання радянсько-німецького Пакту про ненапад 1939 року Німеччина отримала з СРСР 865 тис. т нафти.

У 1941 році війська СРСР, відступаючи, знищили нафтову промисловість на Західній Україні. Було вивезено обладнання,

знищено рафінерії, спалено сотні нафтових свердловин, нафтові збірники, затоплено озокеритну шахту в м. Бориславі й знищено дві шахти в м. Старуні, зруйновано багато інших об'єктів нафтогазової промисловості. Втрати в середині 1941 року склали 50 млн злотих порівняно з 1939 роком.

Під час німецької окупації нафтогазову промисловість було націоналізовано. У так званому Генеральному Губернаторстві, або дистрикті «Галичина», у 1941 році було створено окреме гірниче управління в м. Львові з різними відділами й інспекціями, так звані «Betriebsinspektion», у містах Станіславі (Івано-Франківськ), Дрогобичі, Бориславі, Стрию, Надвірній та з 1943 року у Калуші, які входили до складу фірми «Beskiden Erdol – Gewinnungs Gesellschaft m.b.H.». До кінця 1941 року німецька влада зуміла ввести в експлуатацію близько 80% нафтових свердловин. На початку 1942 року було завершено будівництво газопроводу з м. Дашави до м. Стальної Волі (Польща) довжиною 217 км. З 1942 року розпочала діяльність новостворена фірма під назвою «Karpathen OL A.G.» у м. Львові, до складу якої входила нафтогазова видобувна та переробна промисловість Галичини. Здійснювалася сейсмічна розвідка й пошукові роботи. У 1944 році було ухвалене спеціальне гірниче право для Генерального Губернаторства. Під час німецької окупації у Бориславі було пробурено 123 неглибокі свердловини.

У 1944 році, після повторної окупації України СРСР, відновили роботу другий, четвертий, восьмий і дев'ятий нафтопромисли в м. Бориславі, п'ятий – у смт. Східниця та третій, що об'єднував Устрики, Чорну й Стрільбичі. Також у серпні 1944 року було організовано Укрнафтокомбінат, який об'єднав видобуток нафти й газу та їхню переробку.

У 1950-х роках усі підприємства галузі ввійшли до об'єднання «Укрнафта». Починає активно розвиватися нафтовидобуток у Долині (за 1950 – 1955 рр. видобуток нафти в Долинському нафтовому районі зріс у 20 разів), Битківському районі тощо. У середині 60-х років ХХ ст. видобуток нафти на Прикарпатті досяг максимуму. Подальше зниження видобутку – закономірний процес, пов'язаний з вичерпанням запасів. З 1966 року застосовуються нові методи заводнення, циклічного витиснення водою нафти з продуктивних пластів.

З 70-х років ХХ ст. починається розвідка і видобування нафти на глибоких (4000 – 6000 м) і надглибоких (понад 6000 м) горизонтах. У 1975 році шляхом надглибокого буріння відкрито Новосхідницьке

нафтогазове родовище. Свердловина № 3 Новосхідниця з глибини 4350 м дала нафту з дебітом понад 300 т за добу. Сумарно на початок 2000 року свердловина видала 730 тис. т нафти і 284 млн м³ газу. Це найкращий показник видобутку нафти на одну свердловину на Прикарпатті.

У жовтні 1992 року на Прикарпатті видобуто стомільйонну тонну нафти від часу її обліку, тобто з 1886 року. Разом із тим на межі ХХ – ХХІ ст. Західний нафтогазоносний регіон України суттєво вичерпаний. Виробка видобувних запасів нафти по Бориславському родовищу становить 73 %, по Східницькому – 99,5 %, у решти родовищ виробка запасів менша.

Нафтова промисловість України після Другої світової війни значно наростила свої обсяги, оскільки відкрито значні запаси вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому регіоні, Прикарпатті та Причорноморсько-Кримській області нафтогазового видобування.

Розвиток східного нафтогазоносного регіону України

Східний нафтогазоносний регіон України охоплює лівобережжя Дніпра. В адміністративному відношенні охоплює Чернігівську, Сумську, Полтавську, Дніпропетровську, Харківську, Луганську та частково Донецьку області. У цьому регіоні міститься близько 85 % запасів природного газу та близько 61 % видобувних запасів нафти України. Тут відкрито 205 родовищ вуглеводнів (180 із них включені до Державного балансу). Початкові видобувні запаси регіону становлять близько 3410 млн т умовного палива.

Перші прямі ознаки нафти в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз) були виявлені у 1935 році при пошуковому бурінні на калійній солі геологічною партією АН УРСР на горі Золотусі, біля східної околиці м. Ромни Сумської області. У пошуковій свердловині № 2 з глибини 28 м було отримано близько 2 т нафти. Пізніше, у 1939 році з неї отримано промисловий приплив нафти, і, таким чином, відкрито перше нафтове родовище в межах Східного нафтогазоносного регіону. Поклад містився в кепроці Роменського соляного штока. Відразу після відкриття родовища були створені спеціалізовані установи для проведення цілеспрямованих геолого-геофізичних робіт із метою пошуків родовищ нафти і газу. Основна увага приділялася вивченню геологічних умов, аналогічних Ромненській структурі (Висачківський та Дмитрівський соляні куполи). Проте, як показало пошукове буріння, цей напрям виявився малоефективним. З 1945 року геологами була обґрунтована необхідність вивчення нафтогазоносності криптодіапірових структур, що підтвердилося

відкриттям у 1950 році Радченківського нафтогазового й унікального Шебелинського газоконденсатного родовищ. Це стало поштовхом до нарощування темпів пошуково-розвідувальних робіт, особливо в перші п'ятнадцять років.

З 1950 до 1970 року у різних тектонічних зонах ДДз на території від Чернігівської до Луганської областей було відкрито 34 родовища, серед них такі, як уже згадуване Шебелинське та великі нафтогазоконденсатні Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське й ін. Уже у 1962 році Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 році – й газу. Із цього часу Східний регіон за запасами і видобутком вуглеводнів залишається провідним в Україні. Обсяги глибокого буріння постійно зростали. Максимального значення вони досягли в 1967 році (358 900 м погонних). Саме в цей час пошуково-розвідувальні роботи переходять на глибини 3000 – 5000 м. Стрімко збільшуються обсяги сейсморозвідувальних робіт із використанням *методу спільної глибинної точки* (МСГТ). Вивчення та промислове оцінювання похованих структур і насамперед міжкупольних складок Машівсько-Шебелинського газозносного району привели до численних відкриттів, зокрема великих Єфремівського, Західно-Хрещищенського, Яблунівського, Котелевського, Березівського та інших родовищ. Суттєво змінився розподіл розвіданих запасів за глибинами. З 1970 року було успішно розпочато промислове оцінювання малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. Це дозволило виявити значну кількість нових об'єктів. У результаті було відкрито рентабельні для видобутку вуглеводнів Суходолівське, Юр'ївське, Виноградівське, Бережівське й інші родовища.

Із середини 80-х років ХХ століття почалася цілеспрямована підготовка пошуків покладів вуглеводнів у пастках неантиклінального типу та глибокого буріння в цих структурах. Відкриття Волошківського й інших родовищ підтвердило ефективність цього напрямку робіт. З кінця 90-х років ХХ століття розпочато освоєння нової перспективної території – північного борту ДДз. Тут нафтогазозносними виявилися не лише відклади палеозою, але й утворення кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, з яких отримані промислові припливи вуглеводнів на Хухрянській та Юліївській площах. Розробка, вдосконалення і впровадження в практику нових технологій сейсморозвідки, вибір оптимальних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на різних етапах вивчення й

оцінки нафтогазоносності земель Східного регіону увінчалися відкриттям за порівняно короткий проміжок часу 205 родовищ нафти і газу (станом на 01.01.1994 р.).

Розвиток південного нафтогазоносного регіону України. Південний нафтогазоносний регіон України охоплює Західне та Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я, Крим, українські зони Чорного й Азовського морів. Адміністративно включає Одеську, Миколаївську, Херсонську, Запорізьку і частково Донецьку області та Автономну Республіку Крим.

Площа – 290,6 тис. км², у тому числі акваторій морів – 123,5 тис. км². Станом на 2000 рік виявлено 39 родовищ: 10 нафтових, 7 газоконденсатних, 22 газових.

Надра півдня України здавна відомі як умістилище природних вуглеводнів. Про це свідчать, зокрема, амфори з нафтою в могильниках Боспорського царства (4 – 2 тис. р. до н.д.), знайдені на Керченському півострові.

Буріння перших неглибоких свердловин поблизу природних виходів нафти на земну поверхню на Керченському півострові (1864 р.) значних результатів не дало, однак на окремих площах було створено невеликі нафтопромисли з видобутку нафти. У 1920-х роках під керівництвом А. Д. Архангельського виконані науково-дослідні роботи з вивчення стратиграфії і тектоніки Керченського півострова, оцінювання його нафтогазоносності. У 1935 – 1937 роках В. В. Колюбинською, Г. О. Личагіним та М.В. Муратовим узагальнено геологічний матеріал по всьому Кримському півострову і складено геологічну карту. Визначено головні напрями пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ на Керченському півострові та рекомендовані структури, перспективні у відкладах міоцену і майкопської серії. Бурові роботи велися створеним у 1933 році трестом «Кримнафтогаз».

У 1944 році створено трест «Кримнафтогазрозвідка», що дозволило збільшити обсяги пошукового буріння, охопити нові райони, включаючи Рівнинний Крим і Північне Причорномор'я, а також розширити стратиграфічний діапазон досліджуваних відкладів. У цей період комплексні геофізичні роботи стають основою для нових геологічних побудов. За даними гравіметричної зйомки (1946 – 1952 рр.) складено зведену карту аномалій сили тяжіння для Рівнинного Криму. У 1947 – 1949 рр. проведена геомагнітна зйомка. Значну роль у розвитку нафтогазопошукових робіт відіграли сейсмічні дослідження *методом відбитих хвиль* (МВХ), які є

обов'язковою та достатньою підставою для постановки пошукового буріння на нафту і газ на локальних об'єктах.

У 1944 – 1960 роках пошуки родовищ вуглеводнів поширюються й на інші регіони Криму і Присивашся, зростають їх стратиграфічний обсяг до відкладів нижньої крейди включно і глибина буріння. Однак родовищ, які б мали промислове значення, виявлено не було.

Перший фонтан газу в Рівнинному Криму отримано на Задорненській площі з утворень палеоцену в 1960 році. Згодом були відкриті Октябрське нафтове та Глібівське і Карлавське газоконденсатні родовища (1961 р.). Протягом 60-х років ХХ ст. геофізичними роботами виявлені пастки не лише в палеоценових, але й у майкопських відкладах. Глибоким бурінням відкрито ще ряд родовищ газу. Усе це дозволило прокласти перші в Криму газопроводи (1966 – 1967 рр.) з Глібівського родовища до Євпаторії, Сак, Сімферополя, Бахчисарая та Севастополя. Пізніше були підключені інші газові родовища і вся система газопостачання Криму з'єднана з загальноукраїнською (1976 р.)

З 1970 до 1990 роки у північно-західній частині шельфу Чорного моря геофізичними методами було виявлено близько 46, а в акваторії Азовського моря – 22 перспективних структури.

Загалом, на території України з давніх часів були відомі нафтогазопрояви в Криму та Карпатах. Протягом багатьох років до серед. 19 ст. нафту видобували тут для освітлення та застосування в медицині. Промислова розробка нафтових родовищ у районі м. Борислав (нині Львівської області) розпочалася у 1880-х роках. У 1908–1910 рр. в Галичині, що перебувала у складі Австро-Угорської імперії, видобували по 1,7–2 млн т нафти на рік, що було на той час третім показником у світі (після США і Російської імперії). У подальшому видобуток нафти на території України поступово зменшувався і напередодні 2-ї світової війни становив 300 тис. т на рік. Початок розвитку газової промисловості в Україні припадає на 1924 рік, коли було уведено в розробку Дашавське родовище.

За часи становлення нафтової промисловості в післявоєнний період і в часи незалежності в Україні відзначено такі визначні події:

– 1954 р. – уперше в Україні запроваджено технологію нагнітання води в нафтові поклади Бориславського родовища у Львівській області;

– 1962 р. – розпочалось транспортування нафти магістральним способом територією України, також транспортування нафти в напрямку Чехословаччини та Угорщини сполученням «Броди –

Держкордон», що входило до складу нафтопроводу «Дружба». В Чернігівській області відкрито Леляківське нафтове родовище, що є найбільшим за запасами нафти на території України;

– 1963 р. – створено централізоване Управління магістральними нафтопроводами «Дружба», що здійснювало експлуатацію нафтопроводів на території України, Білорусі та Росії;

– 1966 р. – уведено в експлуатацію нафтопровід від Гнідинцівського родовища до Кременчука;

– 1972 р. – досягнуто максимальних показників річного видобутку нафти і газоконденсату, який становив 14,4 млн т;

– 1998 р. – об'єднанням державних активів нафтогазової промисловості держави створено Національну акціонерну компанію «Нафтогаз України»;

– 2000 р. – досягнуто максимального обсягу транзиту територією України нафти – 56,4 млн т;

– 2001 р. – завершено під Одесою будівництво нафтопроводу Одеса – Броди;

– 2002 р. – завершено будівництво морського нафтового терміналу «Південний»;

– 2003 р. – компанія «Нафтогаз України» започаткувала низку проектів із освоєння вуглеводневих ресурсів за межами України (ОАЕ, Єгипет, Лівія). У місті Боярка Київської області завершено будівництво першої черги Центру метрології нафти, нафтопродуктів, природного та зрідженого газу;

– 2004 р. – розпочато експлуатацію в реверсному режимі нафтопроводу Одеса – Броди;

– 2006 р. – затверджено енергетичну стратегію України на період до 2030 р. Завершено будівництво другої черги Центру метрології нафти, нафтопродуктів, природного і зрідженого газу в місті Боярка;

– 2009 р. – відкрито в Харківській області Мигиринське нафтогазове і Святогірське газоконденсатне родовища. Уперше компанія «Нафтогаз України» отримала промисловий приплив нафти за межами України – із родовища в Єгипті;

– 2011 р. – Україна та Азербайджан підписали Угоду про Заходи з розвитку співробітництва у сфері транспортування нафти територією України. Між компанією «Нафтогаз України» й американською компанією «Halliburton Ukraine» підписано Угоду щодо супроводу, моніторингу, сервісного обслуговування, спорудження та експлуатації свердловин на нафту і газ;

– 2012 р. – Підписано дві Концесійні угоди між Арабською Республікою Єгипет (АРЄ), ДП «Закордоннафтогаз» («Нафтогаз України») і державною холдинговою нафтовою компанією GANOPE на проведення розвідки, розробки й експлуатації родовищ нафти та газу на територіях WADI EL MAHAREETH і SAUTH WADI EL MAHAREETH у Східній пустелі Єгипту;

– 2015 р. – Baker&McKenzie і PWC представили Проєкт плану дій щодо реформи корпоративного управління Нафтогазу згідно зі стандартами ОЕСЗ, а також проєкти нормативних документів для реалізації цієї реформи. Нафтогаз і Frontera Resources підписали меморандум про порозуміння щодо співпраці у сфері розвідки та розробки нафти і газу в Україні, реалізації проєкту імпорту LNG із потужностей Frontera Resources у Грузії.

Найперспективнішими на сланцевий газ в Україні є Юзівська площа (Східна Україна) та Олеська площа (Західна Україна), на газові гідрати – акваторія Чорного моря, зокрема, в районі палеodelьти Дніпра і в районі Керченської протоки.

Загалом за роки незалежності із надр України отримано майже 100 млн т нафти і газового конденсату. Транзитні поставки нафти склали 1 млрд 200 млн т.

Історія нафтової промисловості нашої держави з початку її виникнення зазнала докорінних змін. Значне розширення виробничих потужностей та модернізація процесу видобутку створили сприятливі умови для нарощення обсягів транспортування і видобутку нафти.

Аналіз становлення, розвитку, досягнень, перспектив і науково-технічного потенціалу нафтогазової промисловості України засвідчує, що в Україні створено широку мережу транспортування та видобутку нафти для забезпечення потреб як нашої, так і інших європейських держав.

Контрольні питання

- 1. Поясніть органічну гіпотезу походження вуглеводнів.*
- 2. Коли і де на землях України почали видобувати нафту?*
- 3. Назвіть технологічні етапи новацій у видобутку нафти.*
- 4. Назвіть нафтогазові регіони України.*
- 5. Де в Україні було введено один із перших у Європі газопроводів?*

2. СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І ГАЗУ. ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

2.1 Склад і властивості нафти

Нафта й газ – це складна природна суміш вуглеводнів різної будови з домішками неуглеводневих компонентів. Суміші вуглеводнів з незначною часткою інших природних речовин, що як у пластових, так і в поверхневих умовах перебувають у рідкому стані, називають *нафтою*.

Фізико-хімічні властивості нафти та газу, їх товарні якості визначаються складом. Під елементним складом нафти розуміють масовий вміст у ній хімічних елементів. Основними елементами є вуглець і водень. Вміст вуглецю 83 – 87 %, водню 12 – 14 %. Значно менше інших елементів – сірки, кисню, азоту. Їх вміст рідко перевищує 3 – 4 %.

Вуглеводні граничного ряду:

- метан CH_4 (газ);
- етан C_2H_6 (газ);
- пропан C_3H_8 (газ, який за умови звичайної температури та невеликого тиску – рідина);
- бутан C_4H_{10} (газ, що в разі звичайної температури і невеликого тиску – рідина);
- пентан C_5H_{12} (рідина, конденсат) тощо.

За вмістом сірки нафти поділяються на класи:

- малосірчисті (вміст сірки до 0,5 %);
- сірчисті (вміст сірки від 0,51 до 2 %);
- високосірчисті (вміст сірки більше ніж 2 %).

За вмістом смол нафти поділяються на підкласи:

- малосмолисті (вміст смоли до 18 %);
- смолисті (вміст смоли від 18 до 35 %);
- високосмолисті (вміст смоли більше ніж 35 %).

За вмістом парафіну нафти поділяються на групи:

- малопарафіністі (вміст парафіну до 1,5 %);
- парафіністі (вміст парафіну від 1,51 до 6 %);
- високопарафіністі (вміст парафіну більше ніж 6 %).

Поділ складних сумішей на простіші називають *фракціонуванням*.

Нафту поділяють на фракції шляхом перегонки. Фракція нафти, що має діапазон кипіння 30 – 205 °С – бензин, з інтервалом кипіння

200 – 300 °С – газ. Фракція, що залишилася, – це мазут, з якого отримують бітуми, гудрони, мастила тощо.

Залежно від фракційного складу розрізняють бензинові (легкі) та паливні (важкі) нафти.

Властивості нафти змінюються в процесі її видобутку – за умови руху по пласту, у свердловині, системах збору та підготовки, у разі контакту з іншими рідинами та газами.

Властивості нафти: густина, в'язкість, газовміст (газовий чинник), тиск насичення нафти газом, стисливість нафти та її усадка, поверхневий натяг, об'ємний коефіцієнт, температура спалаху, температура кристалізації парафіну тощо.

2.2 Нафтові гази та їх властивості

Природні нафтові гази – суміші насичених вуглеводнів, головний складник яких – метан. У вигляді домішок у природному газі присутні азот, вуглекислий газ, сірководень, меркаптани, гелій, аргон і пари ртуті.

Фізичні властивості природного газу залежать від його складу, але в цілому близькі до властивостей метану, як основного компонента суміші.

Молекулярна маса газу: 16 – 20.

Густина газу: 0,68 – 0,73 кг/м³.

Нафтовий газ – газ, розчинений у нафті за пластових умов; виділяється при експлуатації нафтових покладів внаслідок зниження пластового тиску нижче за тиск насичення нафти. Вміст нафтового газу у нафтах (газовий чинник) коливається від 3 – 5 м³/т у верхніх горизонтах до 200 – 250 м³/т і більше у глибоких пластах. За складом нафтові гази поділяють на вуглеводневі (95 – 100 % вуглеводнів), вуглеводневі з домішкою вуглекислого газу (СО₂ 4 – 20 %), вуглеводневі з домішкою азоту (N₂ 3 – 5 %), вуглеводнево-азотні (N₂ до 50 %). За співвідношенням метану і його гомологів нафтові гази поділяють на – на сухі (СН₄ понад 85 %, С₂Н_{5+вищі} 10 – 15 %) і жирні (СН₄ 60 – 85 %, С₂Н_{5+вищі} 20 – 35 %). Для встановлення кількості і складу нафтового газу проби нафти, відібрані на гирлі свердловини або в пластових умовах (глибинним пробовідбірником), піддають дегазації. Через часткову дегазацію нафти у привибійній зоні і піднімальних трубах нафтовий газ, відібраний на гирлі свердловини, містить більше метану і менше його гомологів, ніж газ із глибинних проб нафти.

Нафтовий газ використовується як паливо (отримують «скраплений» пропан-бутановий газ і газовий бензин) у нафтохімічній промисловості (виробництво полімерних виробів тощо).

В попутних нафтових газах вуглеводнева фракція відіграє більшу роль, ніж у вільних. Звичайно вуглеводні складають в попутному газі 90 – 98 %. Лише в 35 % всіх досліджених покладів їх концентрація знижується нижче 90 %. Таким чином, поведінка газонасиченості нафт в основному обумовлюється поведінкою розчинених вуглеводнів. Тенденція до збільшення концентрації вуглеводневої фракції простежується також у попутних газах зон молодих прогинань і западин.

Співвідношення вуглеводневих компонентів у попутних газах істотно відрізняється від такого у вільних газах. В попутних газах концентрація важких вуглеводнів співвідноситься з концентрацією метану, а в деяких випадках перевершує її. Фоновий вміст важких вуглеводнів у попутних газах становить 20 – 40 %. Серед гомологів метану звичайно переважає етан, а вміст пропану і бутану різко підвищений порівняно з вільними газами.

Частка важких вуглеводнів у попутних газах коливається у широких межах (від 10 до 90 %). Поведінка концентрацій кислих компонентів у попутних газах у наш час вивчена дуже слабо. Концентрація вуглекислоти звичайно вища, ніж сірководню. Вміст азоту в попутних газах може досягати значних кількостей. Так, концентрація азоту в попутних газах інколи становить 60 – 70 %, а азотний чинник 50 – 60 м³/м³. Проте загалом для попутних газів характерний низький вміст азоту. Більше 65 % всіх нафтових покладів містять попутний газ із концентрацією азоту не вище 12 %. Попутний газ епігерцинських платформ характеризується концентрацією азоту 1,5 – 6 % (60 % покладів). На стародавніх платформах концентрація азоту в попутних газах звичайно вища. Більше половини всіх досліджених покладів нафти містить попутний газ із концентрацією азоту 6 – 25 %. Цікаво відзначити, що зростання концентрації азоту в попутному газі супроводжується збільшенням частки важких вуглеводнів. При збільшенні середньої концентрації азоту в попутному газі з 8,4 до 30,2 % відбувається зростання частки важких вуглеводнів з 12 до 78 %. Фонова концентрація азоту в нафті складає – 7,5 м³/м³. При цьому середні концентрації азоту в нафтах стародавніх і молодих платформ і зон прогинань дещо відрізняється. Найвищими концентраціями характеризуються стародавні платформи.

Для нафтогазоносних басейнів Російської платформи середні концентрації азоту в нафті складають близько $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Вміст гелію в нафтах коливається в широких межах – від 0,03 до 326 мл/л, а пружність – від 0,008 до $10 \text{ кгс}/\text{см}^2$. При цьому фонові значення цих параметрів складають відповідно 6 – 25 мл/л і $0,025 - 0,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$. При збільшенні глибини залягання нафт пружність гелію росте як на палеозойських і епігерцинських платформах, так і в областях прогинання. Фіксується також збільшення пружності гелію в нафтах при зменшенні коефіцієнта положення.

Слід підкреслити залежність гелієвого чинника і пружності гелію від характеру нафтових покладів, зокрема їх прив'язки до стародавніх або молодих платформ, а в їх межах – від віку вмісних відкладів: вони вище в стародавніх геоструктурах. Поведінка концентрації і пружності гелію в нафтах у регіональному плані вивчена досить слабо. Оскільки в цьому ж напрямі зростає газовий чинник нафт, процентний вміст гелію в попутному газі змінюється несуттєво.

Фізико-хімічні властивості цих сумішей залежать від цілого ряду зовнішніх і внутрішніх умов. До зовнішніх умов слід віднести пластові температуру і тиск, оскільки ясно, що дві суміші однакового складу можуть різко відрізнятися одна від одної за своїми властивостями, якщо вони знаходяться в різко відмінних пластових умовах. До внутрішніх умов відносяться:

а) хімічний склад газової суміші, тобто пропорції, в яких змішані складові компоненти;

б) властивості цих компонентів у чистому стані за даних температури і тиску;

в) відхилення властивостей цих компонентів у суміші від їх властивостей в чистому стані, обумовлені взаємним впливом компонентів один на одного².

У розрахунках щодо нафтового попутного газу користуються відносною густиною. *Відносна густина* (англ. *relative density*) природного газу – безрозмірна фізична величина, що дорівнює відношенню густини природного газу до густини повітря.

² За джерелом: В.І.Саранчук, М.О.Ільшов, В.В.Ошовський, В.С.Білецький. Хімія і фізика горючих копалин. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – с. 600.

2.3 Фізико-хімічні властивості пластових вод

Пластові води присутні у більшості нафтогазових родовищ і є звичайним супутником нафти. Крім пластів, у яких вода залягає разом із нафтою, зустрічаються і чисто водоносні пласти.

Відносно нафтогазоносних горизонтів пластові води поділяються на такі види:

- контурні (крайові) води – знаходяться в знижених ділянках нафтових пластів, що підпирають нафтовий поклад з боку контуру нафтоносності;

- підошовні води – в нижній частині приконтурної зони пласта; іноді вони поширені по всій структурі, включаючи і її склепінну частину;

- проміжні води, що залягають у прошарках нафтових або газових пластів;

- верхні води, що залягають вище відносно даного нафтового пласта;

- нижні води, що залягають нижче відносно даного нафтового пласта;

- змішані води, що залягають вище відносно даного нафтового пласта і надходять з кількох водоносних пластів або з вище- і нижче залягаючих водоносних пластів.

Пластова вода в нафтових і газових покладах може перебувати не тільки в чисто водяній зоні, але й у нафтовій і газовій, насичуючи разом із нафтою та газом продуктивні породи покладів. Цю воду називають *залишковою, зв'язаною або похованою*. Її кількість визначається *коефіцієнтом водонасиченості* – це частина порового простору колектора, заповненого водою.

До проникнення в осадові відклади нафти поровий простір між зернами породи був заповнений залишковою водою. У процесі формування родовищ нафти і газу проходила міграція вуглеводнів у підвищені частини структурних пасток, де відбувався розподіл рідин і газів залежно від їх густини. Вміст зв'язаної води в породах нафтових покладів коливається від часток відсотка до 70 % об'єму пор і в більшості колекторів становить 20 – 30 % цього об'єму. Наприклад, у газонасичених колекторах Шебелинського ГКР вміст зв'язаної води коливається в межах 20 – 70 %.

Основні фізичні показники пластових вод: густина, солоність, мінералізація, в'язкість, температура, електропровідність, стисливість, радіоактивність, розчинність води в нафті і газів у воді.

Фізичні властивості пластових вод суттєво залежать від її виду (вільна, зв'язана), ступеня мінералізації, присутності розчиненого газу, умов залягання (тиск і температура) та інших чинників.

Лужно-кислотні властивості пластової води – властивості пластової води газонафтового покладу, які визначаються концентрацією водневих йонів, вираженою у вигляді умовної величини рН, яка дорівнює від'ємному логарифму концентрації.

Густина пластових вод залежно від ступеня мінералізації може змінюватись від 1000 кг/м³ (прісна вода) до 1450 кг/м³ (при концентрації солей 643 кг/м³).

В'язкість пластових вод із підвищенням концентрації розчинених солей збільшується. Збільшення тиску призводить до незначного підвищення в'язкості.

Коефіцієнт об'ємного стиснення з підвищенням тиску зменшується, а температури – збільшується. Аналогічний в якісному плані вплив тиску і температури на коефіцієнт теплового розширення.

Пластові води надзвичайно різноманітні на різних родовищах. Склад їх і мінералізація залежить від геологічного віку продуктивних пластів.

Пластові води вміщують суміш органічних і неорганічних сполук, яка складається:

- із сполук розчиненої і вільної нафти;
- хімреагентів, використаних у процесі очищення;
- парафінів, піску, продуктів корозії;
- вуглекислого газу, сірководню, м'яких вуглеводнів.

На кількість сполук впливає солоність, лужність, температура пласта, хімреагенти, які використовували при бурінні і експлуатації. Пластові води мають високу токсичність. Слаботоксичні води мають властивість накопичуватися в біоорганізмах. Особливо небезпечний злив пластових вод біля берега.

За мінералізацією пластові води поділяються на: – солонуваті з осадам 1 – 6 г/л; – солені, 6 – 150 г/л; – розсоли, 150 – 250 г/л.

За солевим складом пластові води поділяються на: жорсткі (хлоркалієві) і лужні (гідрокарбонати і).

Тверді (жорсткі) води мають високу мінералізацію і великий вміст хлоридів кальцію, натрію і магнію; густина їх доходить до 1,2 г/см³. З ростом мінералізації води зменшується її лужність, тому пластові води розсолевого типу мають практичну нейтральну реакцію. Мінералізація лужної пластової води менша, ніж твердої і коливається

в межах 0,7 – 60 г/л, а її густина не більше 1,07 г/см³. Чим нижча мінералізація, тим вища лужність.

2.4 Гірські породи. Фізичні властивості порід-колекторів

Гірськими породами називаються щільні та пухкі агрегатні системи, що складають земну кору та містять однорідні або різні мінерали та уламки інших порід. Це природні агрегати однорідних або різних мінералів, що виникли за певних геологічних умов у земній корі або на її поверхні, більш чи менш стійкі за складом, які утворюють самостійні геологічні тіла.

Розрізняють такі види гірських порід:

1. *Магматичні породи* – кінцеві продукти магматичної діяльності, що виникли внаслідок застигання природного розплаву (магми – у надрах планети або лави – на її поверхні).

2. *Осадкові породи* – породи, утворені на поверхні Землі внаслідок руйнування первинних гірських порід під дією екзогенних процесів, осадження мінеральних і органічних речовин із води, життєдіяльності організмів і подальшого їх ущільнення. За своєю природою всі осадкові породи поділяються на чотири групи: уламкові, глинисті, хемогенні й органогенні. Для формування покладів вуглеводнів найбільше значення мають глинисті, піщані і карбонатні породи.

Осадкові гірські породи залягають у земній корі у вигляді пластів або шарів.

Пласти, що мають систему пор (порожнин), тріщин, каверн, по яких можуть переміщуватися рідини та газу, називають *пластами-колекторами* (піски, пісковики, тріщинуваті і кавернозні вапняки тощо). Вони перешаровуються щільними осадковими гірськими породами (флюїдоупорами), що не мають пустот, і по яких не можуть переміщатися рідини і газу (глини, щільні вапняки).

Переважаюча частина світових запасів нафти і газу залягають в осадкових породах.

3. *Метаморфічні породи* – породи, що утворилися з осадкових, магматичних і давніших метаморфічних внаслідок їх фізико-хімічних змін під дією високих тисків, температур і хімічних впливів. До них належать глинисті сланці, слюдяні сланці, гнейси, кварцити, грануліти, еклогіти тощо.

Розрізняють: *метанеліти* – похідні кислих осадкових і вивержених порід (аргілітів, алевролітів, пісковиків, гранітоїдних

вулканітів та інтрузивних гірських порід) і *метабазити* – похідні основних осадових і магматичних порід.

Гірські породи початкових стадій метаморфізму осадових глинистих порід, утворені внаслідок різних фізико-хімічних чинників (аргіліти, глинисті сланці) називають *метаморфогенними* породами.

Основні фізичні характеристики порід-колекторів – густина, пористість, пустотність, проникність, характер структури пустотного простору, нафтогазоводонасиченість, поверхневі властивості, тепломісткість, стисливість та інші.

Найважливішими для порід-колекторів є властивості, які визначають їх ємність і здатність віддавати та пропускати крізь себе утриману в них нафту і газ (пористість і проникність).

Пористість – відношення сумарного об'єму всіх пор зразка породи до його об'єму. Розрізняють абсолютну, відкриту і закриту, ефективну, динамічну пористість.

Проникність – це здатність породи пропускати через систему сполучених між собою пор рідини і газу або їх суміші за наявності перепаду тиску. Для кількісної оцінки користуються коефіцієнтом проникності. За одиницю вимірювання проникності прийнято Дарсі або мкм². Дарсі (*англ. Darcy unit*) – одиниця проникності пористих середовищ, приблизно дорівнює 1 мкм². Середовище з проникністю 1 Дарсі дозволяє рідині з динамічною в'язкістю 1 сантипуаз (1 мПа·с, близько до в'язкості води) під градієнтом тиску 1 атмосфера/см утворювати об'ємну витрату 1 см³/с через поперечну площу в 1 см²: 1Д = 1,02·10⁻¹² м². Одиниця Дарсі названа на честь французького інженера-гідраліка Анрі Дарсі (1803–1858). Дарсі широко використовується в геології, гідрології, механіці ґрунтів, нафтогазовидобутку. Часто застосовуються частинні одиниці сантидарсі (сД) та мілідарсі (мД).

Пустотність – наявність у гірській породі порожнин різних розмірів і обрисів, які утворюють пори, каверни, тріщини і ін. Синонім у нафтовій і газовій геології – ємність колектора. Сумарний об'єм усіх пустот, включаючи пори і тріщини у гірській породі, виражений у % до загального об'єму чи в одиницях об'єму на одиницю маси. Розрізняють пустотність абсолютну, відкриту (наявність у гірській породі сполучених між собою порожнин різних розмірів і обрисів), первинну, вторинну, загальну (повну), тріщинну (тріщинуватість), фізичну.

Нафтонасиченість пласта – вміст нафти в породі-колекторі. Виражається в частках або відсотках від об'єму порового простору.

Неповне насичення нафтою всього порового простору зумовлене наявністю в ньому залишкової або зв'язаної води і газу у вільному стані. Для переважного числа порід-колекторів початкова нафтонасиченість (визначається до початку розробляння родовища) залежить від проникності (чим менша проникність, тим менша нафтонасиченість). На практиці нафтонасиченість визначають за даними геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин, а також на основі аналізу керн. Результати визначення нафтонасиченості використовують для підрахування запасів і контролювання за розроблянням родовища.

Контрольні питання

- 1. Дайте характеристику елементного складу нафти.*
- 2. Охарактеризуйте речовинний склад нафти.*
- 3. Які класифікації нафти Ви знаєте?*
- 4. Які фізико-хімічні властивості нафти?*
- 5. Які гази належать до природних нафтових газів?*
- 6. На які види поділяються пластові води щодо нафтогазоносних горизонтів?*
- 7. Яку пластову воду називають зв'язаною?*
- 8. Якими фізичними показниками характеризуються пластові води?*
- 9. Які породи називаються колекторами? Флюїдоупорами (покришками)?*
- 10. Якими властивостями характеризують породу-колектор?*

3. ПОНЯТТЯ ПРО НАФТОВИЙ ПОКЛАД ТА РОДОВИЩЕ. ДЖЕРЕЛА ПЛАСТОВОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Нафтовий поклад, нафтове родовище

Нафта й газ скупчуються в пластах-колекторах, у так званих пастках, що утворилися внаслідок геологічних процесів (рис. 3.1): вигинів земної кори, виклинювання пласта, «запечаткування» пласта іншими непроникними породами.

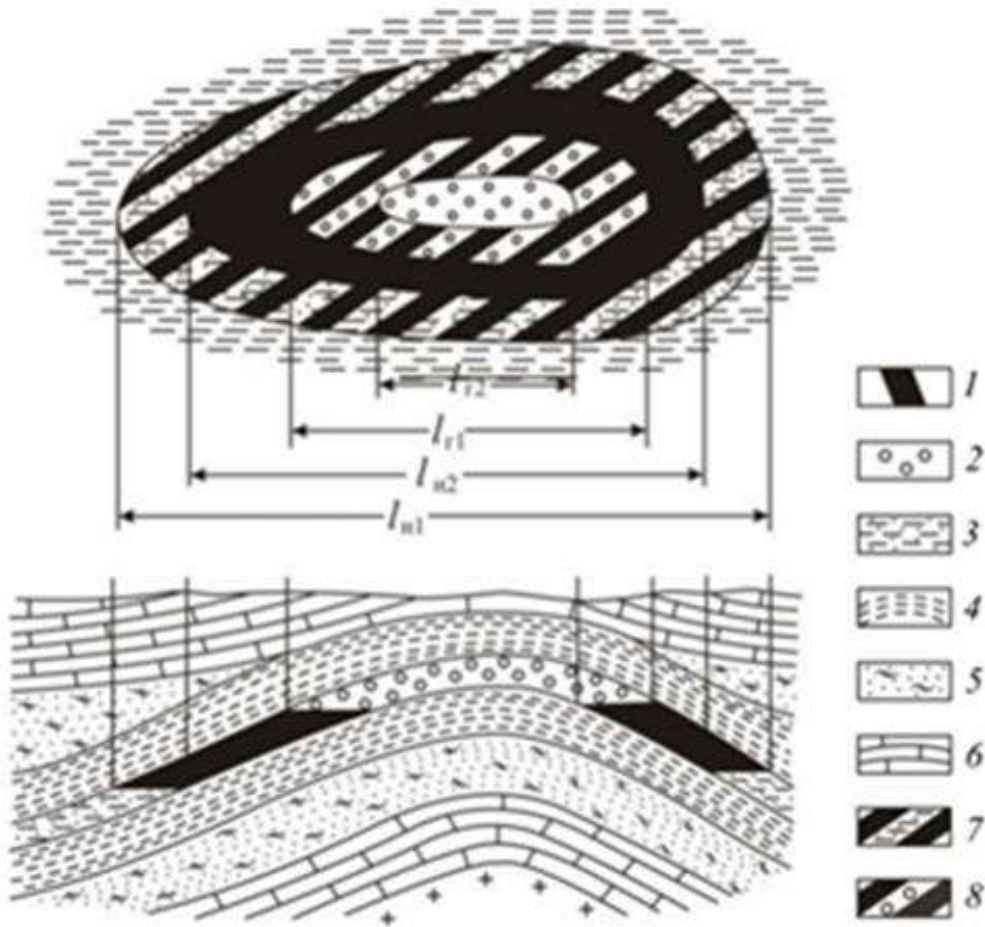


Рисунок 3.1 – Положення контурів газоносності і нафтоносності в антиклінальній складці

1 – нафтонасичена частина; 2 – газонасичена частина; 3 – водонасичена частина; 4 – глини; 5 – алеволіти; 6 – вапняки; 7 – зона водонафтового контакту, 8 – зона газонафтового контакту; l_{n1} , l_{n2} – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; l_{r1} , l_{r2} – зовнішній і внутрішній контури газоносності; l_{n1} , l_{n2} – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності

Розрізняють такі типи пасток:
– антиклінальні;

- тектонічно екрановані;
- літологічно екрановані;
- стратиграфічно екрановані;
- комбіновані.

Скупчення нафти і газу в пастці одного або кількох гідродинамічно пов'язаних пластів-колекторів називається *покладом*.

Пласти-колектори складаються з проникних гірських порід, які перешаровуються з непроникними гірськими породами. Верхня межа пласта-колектора – *покрівля*, нижня межа – *підшва*. Складки, звернені опуклістю вгору, називають *антиклінальними*, а складки, спрямовані опуклістю вниз, – *синклінальними*.

На рисунку 3.1 показана антиклінальна складка нафтогазового пласта та розташування в ній пластових флюїдів і порід різної проникності. Найвища точка антикліналі називається *вершиною*, а центральна частина – *склепінням*. Похилі бічні частини складок (антикліналей і синкліналей) утворюють *крила*. Антикліналь, крила якої мають кути нахилу, однакові з усіх боків, називається *купол*.

Газ, нафта і вода розташовуються всередині пастки під впливом сил гравітації залежно від їх густин. Границя між нафтою і водою називається *водо-нафтовим контактом* (ВНК), між газом і нафтою – *газо-нафтовим контактом* (ГНК), а між газом і водою – *газо-водяним контактом* (ГВК).

За геологічною будовою поклади є (рис. 3.2):

- 1) пластові;
- 2) склепінні;
- 3) літологічно екрановані;
- 4) тектонічно екрановані.

За флюїдом, що їх насичує поклади є (рис. 3.3):

- 1) нафтові;
- 2) нафтогазові;
- 3) газові;
- 4) газонафтові;
- 5) газоконденсатні.

Сукупність покладів нафти і газу в розрізі відкладів на одній і тій же площі називається *родовищем*.

У пластових умовах рідина та газ, що насичують поровий простір колекторів, як і самі колектори, перебувають під тиском, який називається *пластовим*.

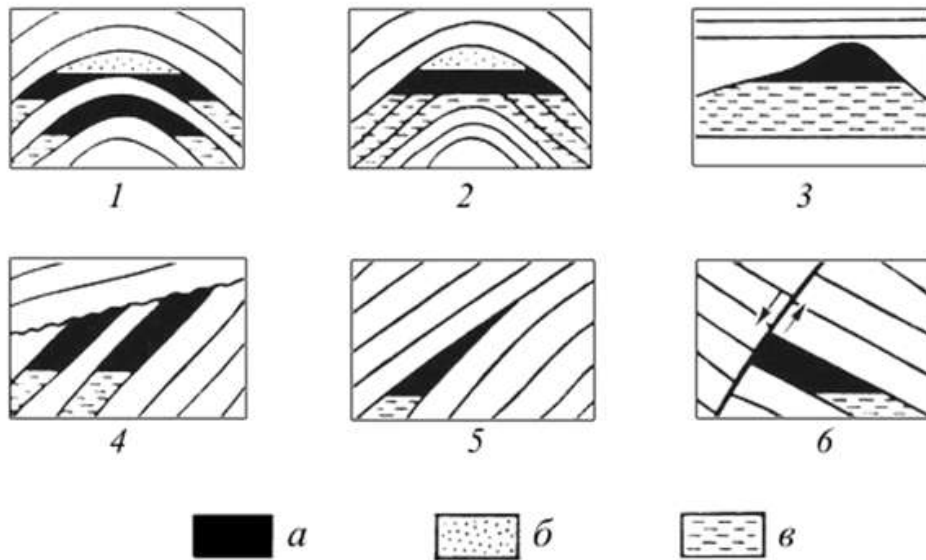


Рисунок 3.2 – Типи нафтогазових покладів

1 – 3 – в гідравлічно незамкнених пастках; 4 – 6 – в гідравлічно замкнених пастках; 1 – пластові склепінчасті нафтовий і газонафтовий поклади; 2 – масивний склепінчастий газонафтовий поклад; 3 – нафтовий поклад у виступі палеорельєфу (первинного або вторинного (ерозійного)); 4 – нафтовий поклад, екранований стратиграфічним неузгодженням; 5 – нафтовий поклад у пастці первинного (фаціального, літологічного) виклинювання колектора; 6 – тектонічно екранований поклад нафти; а – нафта; б – газ; в – вода

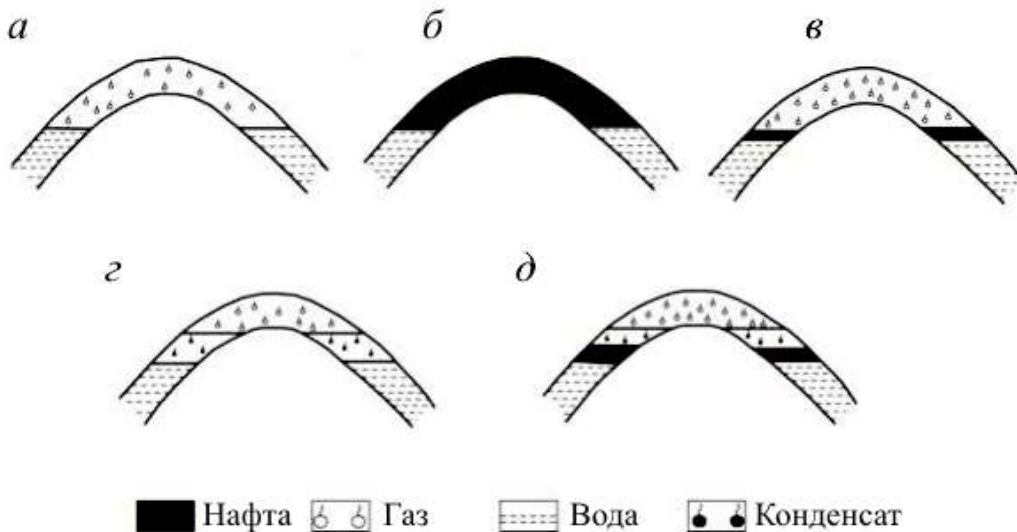


Рисунок 3.3 – Типи покладів за флюїдом, що насичує їх

а) газовий; б) нафтовий; в) газонафтовий; г) газоконденсатний; д) нафтогазоконденсатний

Пластовий тиск у різних точках покладів змінюється, тому його визначають як середньозважене значення (у разі однакової глибини) у всіх свердловинах даного пласта і називають *приведеним*. Пластовий тиск зазвичай відповідає гідростатичному тиску стовпа води у свердловині до глибини залягання даного пласта.

Температура нафти або газу в пластових умовах називається *пластовою температурою*. Вона зростає зі збільшенням глибини свердловини.

3.2 Джерела і характеристики пластової енергії

Розподіл енергій у пластах

Енергія – це фізична величина, яка визначає здатність тіл здійснювати роботу. Робота в нафтовидобутку визначається як різниця енергій або вивільненої енергії, що необхідна для переміщення нафти в пласті і далі на поверхню. Розрізняють *природну* і, при введенні із зовні (з поверхні) *штучну* пластові енергії. Вони знаходять своє вираження у вигляді потенційної енергії, як *енергії положення*, і *енергії пружної деформації*.

Потенційна енергія положення:

$$E_{\text{п}} = M \cdot g \cdot h_{\text{ст}}, \quad (3.1)$$

де M – маса тіла (пластової або закачаної з поверхні води, нафти, вільного газу);

g – прискорення вільного падіння;

$h_{\text{ст}}$ – висота, на яку піднято тіло порівняно з довільно обраною площиною початку відліку (для рідких тіл це гідростатичний напір).

Оскільки маса тіла $M = V \cdot \rho$, $\rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = p$, то енергія положення дорівнює добутку об'єму тіла V на створюваний тиск p :

$$E_{\text{п}} = V \cdot \rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = V \cdot p, \quad (3.2)$$

де ρ – густина тіла.

Тобто чим більші маса тіла і висота його положення або об'єм тіла і створюваний ним тиск, тим більша потенційна енергія положення.

Потенційна енергія пружної деформації:

$$E_{\text{д}} = P \cdot \Delta l, \quad (3.3)$$

де $P = p \cdot F$ – сила, яка дорівнює добутку тиску p на площу F ;
 Δl – лінійна деформація (розширення).

Так як приріст об'єму $\Delta V = F \cdot \Delta l$, то

$$E_d = p \cdot \Delta V, \quad (3.4)$$

Приріст об'єму ΔV за умови пружної деформації можна уявити, виходячи із закону Гука, через об'ємний коефіцієнт пружності середовища:

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (3.5)$$

тоді

$$E_d = \beta \cdot V \cdot p \cdot \Delta p, \quad (3.6)$$

Отже, чим більші пружність і об'єм V середовища (води, нафти, газу, породи), тиск p і можливе зниження тиску Δp , тим більша потенційна енергія пружної деформації.

Кількість пластової води та вільного газу визначається, відповідно, розмірами водоносної ділянки та газової шапки.

Кількість розчиненого в нафті газу визначається об'ємом нафти V_n і тиском p_n насичення нафти газом (за законом Генрі) або газовмістом (газонасиченістю) пластової нафти Γ_o (об'ємна кількість розчиненого газу, вимірюваного за стандартних умов, яка міститься в одиниці об'єму пластової нафти):

$$V_\Gamma = a_p \cdot p_n \cdot V_n = \Gamma_o \cdot V_n, \quad (3.7)$$

де a_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті.

Звідси випливає, що основними джерелами пластової енергії є:

- 1) енергія напору крайових і підшовних вод;
- 2) енергія напору газу, що знаходиться в газовій шапці;
- 3) енергія розширення розчиненого в нафті газу, що виділився з неї;
- 4) пружна енергія порід і рідин;
- 5) гравітаційна енергія (сила тяжіння).

Пластовий тиск

Основними джерелами пластової енергії є натиск крайової та підшовної вод, тиск газу газової шапки і розчиненого в нафті газу після його виділення з нафти, сила тяжіння, пружність пласта і флюїдів (нафти, води, газу), що насичують його. Ці сили проявляються одночасно або окремо.

Таким чином, енергетичні ресурси пласта характеризуються наявним у ньому тиском. Чим він вищий, тим більшу природну енергію має нафтовий поклад.

У процесі експлуатації для раціонального використання пластової енергії необхідний постійний контроль розподілу

пластового тиску в покладі. Це здійснюється шляхом систематичних замірів вибійних і пластових тисків і побудовою карт ізобар.

Ізобара – це лінія, що з'єднує точки з однаковими значеннями пластових тисків, приведені до умовної вирівняної поверхні.

Під *вибійним тиском* розуміють тиск на вибої свердловини, який заміряють під час усталеної роботи свердловини. Йому відповідає динамічний рівень рідини у свердловині.

Під *пластовим тиском* ($P_{пл}$) розуміють усталений тиск у пласті між свердловинами, під час роботи всіх свердловин. Цей тиск беруть за основу для обчислення коефіцієнта продуктивності свердловини та проникності пласта, а також він використовується у процесі аналізу розробки родовища та при гідродинамічних розрахунках. Значення $P_{пл}$ у різних точках покладу неоднакові. Вони змінюються у часі під час розробки.

За *початковий пластовий тиск* приймають статичний вибійний тиск свердловини, яка першою розкрила пласт, що виміряний до відбору з пласта певної кількості пластової рідини або газу. Окремі виміри тиску в певних точках покладу не можуть бути прийняті для всього покладу в цілому. Тому для визначення середнього $P_{пл}$ отримані виміри в перших свердловинах перераховують на середній об'єм покладу, на середину поверху нафтоносності. Якщо розміри покладу значні, то бажано мати дані про початковий $P_{пл}$ по свердловинах, розташованих у центральній її частині, і виміри $P_{пл}$ по кожній свердловині, пробуреній у період пробної експлуатації.

У процесі вилучення з покладу нафти або газу $P_{пл}$ падає і стає нижчим за початковий (при природній розробці, без впливу на пласт). Тому, щоб визначити $P_{пл}$ на будь-яку дату розробки родовища, встановлюють поточний пластовий тиск, тобто статичний вибійний тиск, виміряний станом на певну дату в свердловині, в якій після зупинки встановився відносний статичний тиск. Усі інші свердловини на родовищі робочі (тобто експлуатуються), у пласті не встановлюється відносна статична рівновага. Тому як поточний пластовий тиск вимірюють динамічний пластовий тиск.

Для спостереження за процесом розробки пласта необхідно систематично вимірювати пластовий тиск в експлуатаційних свердловинах. Такі вимірювання проводять глибинними манометрами. На практиці використання таких вимірювань по стовбуру свердловини дозволяє визначити дійсну густину рідини і газу при даних тисках і температурах із урахуванням наявності розчиненого у водонафтовій суміші газу.

При фонтанному або компресорному способі експлуатації (коли неможливо застосовувати глибинний манометр) $P_{пл}$ визначають розрахунковим шляхом.

Різновиди пластового тиску:

Нормальний пластовий тиск – пластовий тиск, який дорівнює гідростатичному тиску води густиною 1000 кг/м³ від покрівлі пласта до поверхні землі по вертикалі. Аномальні пластові тиски характеризуються будь-яким відхиленням від нормального.

Аномально високі пластові тиски – величина пластового тиску, що перевищує гідростатичний (нормальний) пластовий тиск на 30 % і вище.

Аномально низькі пластові тиски – величина пластового тиску, що нижча від гідростатичного (нормального) пластового тиску на 10 % і нижче.

Пластовий тиск у зоні відбору – пластовий тиск в районі розташування видобувних свердловин, який визначається за картою ізобар як середній зважений пластовий тиск по площі, що обмежується лінією, яка проходить вздовж зовнішніх рядів видобувних свердловин на відстані від них, рівній відстані між свердловинами.

Пластовий тиск у зоні нагнітання – пластовий тиск у зоні розташування діючих нагнітальних свердловин, визначається як середнє арифметичне вимірювань значень або по карті ізобар як середнє зважене на ділянках, які безпосередньо прилягають до нагнітальних свердловин.

Пластовий тиск динамічний – тиск у зоні відбору нафти (газу), який рівний тиску у свердловинах після тривалого їх простоювання. Визначається прямим вимірюванням у тривало простоюючій свердловині або за картою ізобар. Синонім – поточний пластовий тиск.

Пластовий тиск зведений – вимірюваний пластовий тиск, перерахований для зручності порівняння до певної горизонтальної площини, наприклад, до рівня моря або поверхні водонафтового контакту (ВНК).

Пластовий тиск початковий – величина тиску в продуктивному пласті до початку його розробки.

³ Причини аномальності лежать в геологічних особливостях сполученості горизонтів, величинах гірського тиску. Аномально високі тиски мають замкнуті пласти без виходів на поверхню при високих поверхах газоносності і ущільнених породах.

Тиск у покладі середній пластовий – середнє значення зведеного (або істинного) динамічного пластового тиску в початкових межах покладу на певну дату, підрахований за відповідною картою ізобар як середньозважений по площі або об'єму (у другому випадку використовується і карта ефективної нафтонасиченої товщі).

Пластовий тиск у газоконденсатних свердловинах із великим вмістом конденсату (більше 40 – 50 см³/м³) необхідно визначати вимірювати за допомогою свердловинних манометрів або розраховувати обчислювати за наближеними формулами. Наприклад, якщо в барометричній формулі замінити відносну густину газу відотною густиною газоконденсатної суміші.

Пластова температура

У надрах родовищ температура зростає з глибиною, починаючи від так званого «нейтрального шару» з постійною температурою. Продуктивні пласти мають природну (початкову) температуру, значення якої залежить від закономірностей зміни температури по розрізу родовища.

Початкова температура продуктивних пластів впливає на фазовий стан вуглеводнів у пластових умовах, на в'язкість пластових рідин і газів, а, отже, на умови їх фільтрації. При розробці покладів природні температурні умови можуть змінюватися внаслідок нагнітання в пласти великих об'ємів різних агентів із більшою чи меншою від початкової пластової температурою.

Вимірювання температури проводять як в обсаджених трубами (колонами) свердловинах, так і в необсаджених. Перед вимірюванням свердловина повинна перебувати в спокої (зупиненою) протягом 20 – 25 діб, щоб у ній відновився порушений бурінням або експлуатацією природний температурний режим. Однак, у промислових умовах вимірювання температури нерідко відбувається через 4 – 6 год після зупинки свердловини. У процесі буріння температуру зазвичай вимірюють у свердловинах, тимчасово зупинених за технічних причин.

В експлуатаційних свердловинах температуру вимірюють після підйому насоса; ці виміри є надійними лише для інтервала глибин залягання продуктивного (експлуатаційного) пласта. Для отримання надійних даних про температури в інших інтервалах пласта свердловину необхідно зупинити (задавити глинистим розчином) на більш-менш тривалий термін (іноді на 20 діб). З цією метою зручніше використовувати простоючі або тимчасово законсервовані експлуатаційні свердловини. При вимірюванні температури необхідно

враховувати газопроявлення і пов'язане з цим можливе зниження природної температури.

Дані замірів температур можуть бути використані для визначення геотермічного ступеня та геотермічного градієнта.

Геотермічний ступінь – інтервал глибини земної кори в метрах, на якому температура підвищується на 1 °С або відстань, на яку потрібно заглибитися по вертикалі в надра Землі (нижче зони постійних температур), щоб температура виросла на 1 °С. У різних районах Земної кулі коливається в межах 5 – 150 м; у середньому дорівнює 33 м. Величина, обернена до геотермічного градієнта. Визначається за формулою:

$$G = \frac{H-h}{T-t}, \quad (3.8)$$

де G – геотермічний ступінь, м/°С;

H – глибина вимірювання температури, м;

h – глибина шару з постійною температурою, м;

T – температура на глибині вимірювання, °С;

t – середня річна температура повітря на поверхні, °С.

Природна геотермічна характеристика родовища слугує фоном для виявлення під час розробки всіх вторинних аномалій температури. Процес вивчення природного теплового режиму родовища охоплює температурні вимірювання у свердловинах, побудову геотерм і геотермічних розрізів свердловин, визначення значень геотермічного градієнта та геотермічного ступеня, визначення температури в покрівлі продуктивних пластів, побудову геолого-геотермічних профілів і геотермічних карт.

Для отримання природної геотермічної характеристики, вимірювання температури повинні проводитися до початку або на початку розробки покладів на можливо більшій кількості свердловин, рівномірно розміщених по площі родовища.

Вимірювання температури проводять з певним кроком, що дорівнює одиницям метрів у продуктивних інтервалах розрізу і десяткам метрів в іншій його частині зверху вниз по стовбуру свердловини високоточним самописним електричним та іншими приладами, а також максимальним ртутним термометром.

За даними температурних досліджень будують термограму, тобто криву, яка відобразить зростання природної температури порід зі збільшенням глибини. Такі термограми називають *геотермами* G .

Геотермічний градієнт (Γ) – фізична величина, що описує приріст температури гірських порід у $^{\circ}\text{C}$ на певній ділянці земної товщі. Математично виражається зміною температури, що припадає на одиницю глибини. В геології при розрахунку геотермічного градієнта за одиницю глибини прийнято 100 метрів. У різних ділянках та на різних глибинах геотермічний градієнт непостійний і визначається складом гірських порід, їх фізичним станом, теплопровідністю, щільністю теплового потоку, близькістю до інтрузій та іншими чинниками. Зазвичай геотермічний градієнт коливається від 0,5 – 1 до 20 $^{\circ}\text{C}$ і в середньому становить близько 3 $^{\circ}\text{C}$ на 100 метрів. Найбільший геотермічний градієнт, що дорівнює 150 $^{\circ}\text{C}$ на 1 км, зареєстрований у штаті Орегон (США); найменший – у ПАР (6 $^{\circ}\text{C}$ на 1 км). Геотермічний градієнт визначається за формулою:

$$\Gamma = \frac{(T-t)100}{H-h}. \quad (3.9)$$

Таким чином, залежність між геотермічним ступенем і геотермічним градієнтом виражається співвідношенням:

$$\Gamma = \frac{100}{G}. \quad (3.10)$$

Рух підземних вод і пластових флюїдів. Приплив рідини і газу до свердловин

Кінетичні енергії руху нафти і газу значно менші, ніж кінетичні енергії руху підземних вод. Кінетичні енергії руху підземних вод обчислюють за класичними формулами, а початкові кінетичні енергії нафти і газу в пастках приймають рівними нулю.

У процесі експлуатації свердловини рух пластової рідини здійснюється в трьох системах: пласт-свердловина-колектор, які діють незалежно один від одного, одночасно вони взаємопов'язані між собою.

Приплив рідини у свердловини відбувається під дією різниці між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини. Різниця між пластовим тиском і вибійним тиском називається *депресією на пласт*.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}. \quad (3.11)$$

Так як рух рідини у пласті має дуже малу швидкість, то він підпорядковується *лінійному закону фільтрації – закону Дарсі*. За умови постійної товщини пласта та відкритого вибою свердловини рідина рухається до вибою по радіальних напрямках, що сходяться. Тут говоримо про плоскорадіальну форму потоку пластової рідини.

Якщо свердловина тривалий час працює при постійному вибійному тиску, то швидкість фільтрації та тиск у всіх точках пласта перестає змінюватися в часі і потік є сталим.

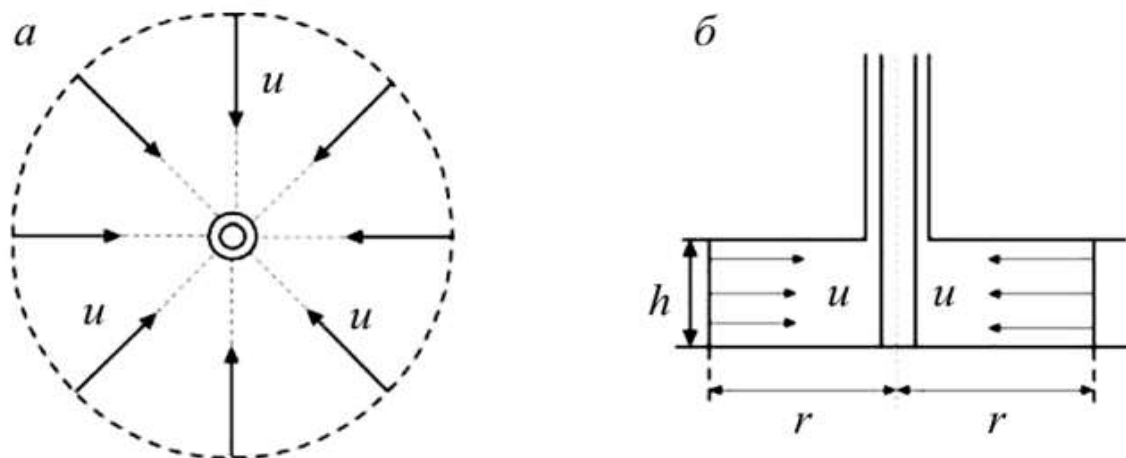


Рисунок 3.4 – Схема плоскорадіального потоку рідини у пласті

а – горизонтальний переріз; *б* – вертикальний переріз

Для сталого плоскорадіального потоку однорідної рідини (рис. 3.4) за законом Дарсі дебіт свердловини можна визначити за формулою:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (3.12)$$

де Q – дебіт свердловини;

k – проникність пласта;

h – товщина пласта;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

$P_{\text{виб}}$ – вибійний тиск у свердловині;

μ – в'язкість рідини;

$R_{\text{к}}$ – радіус контуру живлення (дорівнює половині відстані між сусідніми свердловинами);

$r_{\text{с}}$ – радіус свердловини.

Аналіз наведеної формули показує, що на дебіт свердловини впливають:

1) проникність пласта – чим більша проникність, тим вищий дебіт свердловини;

2) товщина (потужність) пласта – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;

3) депресія на пласт – чим більша депресія, тим вищий дебіт свердловини;

4) в'язкість рідини – чим вона більша, тим нижчий дебіт свердловини;

5) відношення радіуса контуру живлення до радіуса свердловини – чим більший цей показник, тим вищий дебіт свердловини.

3.3 Режими роботи нафтових покладів

Під *режимом роботи нафтових покладів* розуміють характер проявів рушійних сил у покладах, що забезпечують просування нафти в пластах до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Показником ефективності розробки покладу є *коефіцієнт нафтовіддачі* – відношення кількості вилученої з покладу нафти до загальних запасів її в пласті.

Залежно від виду енергії, під впливом якої нафта і газ витісняються з пласта, розрізняють такі види режимів експлуатації нафтових родовищ:

- 1) водонапірний;
- 2) газонапірний;
- 3) розчиненого газу;
- 4) пружний;
- 5) гравітаційний;
- 6) змішані.

Водонапірний режим (рис. 3.5, а) – рух нафти в пласті до свердловин відбувається під впливом напору крайової контурної або підшовної води, яка в процесі розробки покладів намагається просунути в зону зниженого тиску – до вибоїв свердловини. Ефективність напору крайових вод тим вища і тим активніше живлення пласта (підруслові води річок, атмосферні опади тощо), чим більша проникність порід і менша в'язкість пластової рідини. У цьому випадку вода, яка надходить у пласт, повністю заміщує відібрану з нього нафту та газ. При цьому режимі видобувається 50 – 70 %, а іноді і більше від загальної кількості нафти, що міститься в надрах до початку розробки покладу. Коефіцієнт нафтовіддачі для пластів із водонапірним режимом може бути в межах 0,5 – 0,7 і більше.

Газонапірний режим (режим газової шапки) (рис. 3.5, б) – рух нафти в пласті відбувається завдяки напору газу, що розширюється та зосереджується в склепінчастій частині покладу (газовій шапці). У чистому вигляді газонапірний режим проявляється при гідродинамічній ізоляції. Хоча запаси енергії газової шапки чималі, ефективність роботи покладу тут нижча, ніж за умови водонапірного

режиму через погану здатність газу до витиснення. Крім того, дебіти свердловин потрібно обмежувати для уникнення прориву в них газу з газової шапки. Коефіцієнт нафтовіддачі для покладів нафти з газонапірним режимом коливається в межах 0,5 – 0,6.

Режим розчиненого газу (рис. 3.5, в). У процесі експлуатації покладів у режимі розчиненого газу, коли пластовий тиск стає меншим за тиск насичення нафти газом, відбувається виділення бульбашок газу з нафти, які розподіляються рівномірно по всьому поровому простору і, розширюючись, витісняють нафту з пласта. Коефіцієнт нафтовіддачі в цьому режимі становить 0,2 – 0,4.

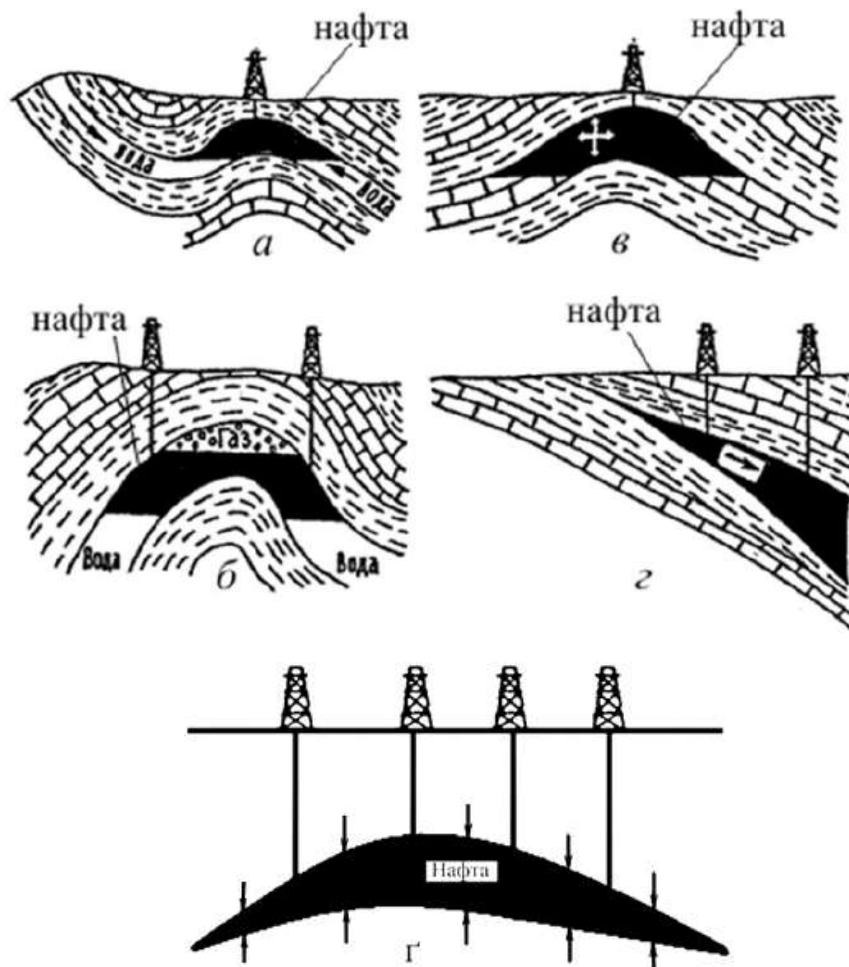


Рисунок 3.5 – Природні режими роботи пластів

а – водонапірний; *б* – газонапірний; *в* – розчиненого газу; *г* – гравітаційний; *з* – пружний

Пружний режим (рис. 3.5, з) – реалізується внаслідок пружного розширення гірських порід і рідин, які знаходяться в них. При зниженні тиску об'єм пластової рідини збільшується, а об'єм порового простору зменшується завдяки розширенню скелета породи-колектора. Усе це обумовлює витіснення рідини з пласта у

свердловину. Стисливість порід-колекторів і рідин невелика, але за умови значних об'ємів пласта, особливо його водоносної частини, внаслідок пружних сил у свердловини можуть бути витіснені великі об'єми рідини, зокрема, внаслідок просідання поверхні та витисненні рідини із водоносних колекторів у нафтогазові. Цей режим проявляється в гідродинамічно-ізолюваних покладах, якщо пластові тиски вищі за тиск насичення нафти газом. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,5 – 0,6.

Гравітаційний режим (рис. 3.5, з) – нафта рухається по пласту до вибоїв свердловин під дією сили тяжіння. Цей режим проявляється в тому випадку, коли в колекторах тиск знизився до атмосферного, а в нафті не міститься розчинений газ. У цьому випадку нафта стікає у свердловини тільки під дією гравітаційної сили (сили тяжіння). При гравітаційному режимі видобуток нафти з пласта ведеться переважно механізованим способом доти, доки експлуатаційні витрати окупаються вартістю видобутої нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,1 – 0,2.

Змішані режими. Режим, коли можливий одночасний прояв енергій розчиненого газу, пружності і напору води, називають *змішаним*. Його часто розглядають як витіснення газованої нафти (суміші нафти і вільного газу) водою за умови зниження $P_{\text{виб}}$ нижче тиску насичення ($P_{\text{н}}$). Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати $P_{\text{н}}$ або бути вищим за нього. Такий режим проходить кілька фаз: спочатку проявляється енергія пружності нафти і породи, потім підключається енергія розширення розчиненого газу і далі – енергія пружності та напору водонапірної ділянки. До такого складного режиму належать також поєднання газо- і водонапірного режимів (газоводонапірний режим), який іноді спостерігається в нафтогазових покладах із водонапірною ділянкою. Особливістю такого режиму є двобічна течія рідини: на поклад нафти одночасно наступає водо-нафтовий (ВНК) і газо-нафтовий контакти (ГНК). Нафтовий поклад умовно ділиться на зону, що розробляється при газонапірному режимі, і зону, що розробляється при водонапірному режимі.

Режими роботи нафтових покладів мають також додаткові характеристики. Розрізняють режими з *рухомими контурами нафтоносності* (водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний, змішаний) і *нерухомими контурами нафтоносності* (пружний, розчиненого газу, гравітаційний з вільною поверхнею нафти).

Водо-, газонапірний і змішаний режими називають *режимами витіснення (напірними режимами)*, а інші – *режимами виснаження (виснаження пластової енергії)*.

Названі вище режими розглянуті з огляду їх природного прояву (природні режими). Природні умови покладу лише сприяють розвитку певного режиму його роботи. Конкретний режим можна встановити, підтримати або змінити на інший шляхом зміни темпів відбору і сумарного відбору рідини, введенням додаткової енергії в поклад тощо. Наприклад, надходження води відстає від відбору рідини, що супроводжується подальшим зниженням тиску в покладі. В цьому випадку за умови введення додаткової енергії ми підтримаємо водонапірний режим. Створювані режими роботи покладу шляхом введення додаткової енергії називають *штучними (водо- і газонапірними)*.

Контрольні питання

- 1. Порівняйте поняття «поклад» і «родовище».*
- 2. Що означає ГНК і ВНК?*
- 3. Що таке геотермічний ступінь, геотермічний градієнт?*
- 4. Які сили обумовлюють рух нафти і газу в пласті?*
- 5. Що таке пластовий тиск, які чинники визначають його величину?*
- 6. Що таке вибійний тиск?*
- 7. Що означає термін депресія свердловини?*
- 8. Від чого залежить дебіт свердловини?*
- 9. Порівняйте водонапірний режим і режим розчиненого газу.*
- 10. Які режими роботи нафтових покладів характеризуються рухомими та нерухомими контурами нафтоносності?*
- 11. Які режими роботи нафтових покладів називаються режимами витіснення та режимами виснаження?*

4. СВЕРДЛОВИНА ТА ЇЇ ЕЛЕМЕНТИ

4.1 Коротка характеристика свердловин

Згідно з правилами розробки нафтових і газових родовищ свердловини поділяються на кілька категорій за наступними ознаками:

- призначенням;
- конструкцією;
- профілем;
- видом;
- глибиною (довжиною).

За призначенням свердловини поділяються на опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, видобувні, нагнітальні, спостережні (контрольні і п'єзометричні), оціночні, спеціальні (водозабірні, поглинальні тощо), свердловини-дублери.

Видобувні свердловини призначені для підйому пластової продукції (нафта, газ, вода) на денну поверхню.

Нагнітальні свердловини призначені для нагнітання в пласт води, газу, пари, повітря тощо.

Спостережні свердловини споруджуються в межах покладу, звичайно з неперфорованою колоною, рідше необсажені або обсажені неметалевими трубами в інтервалі випробовування, призначені для періодичного контролю нейтронними методами за зміною положення водонафтового контакту, за переміщенням закачуваної води або іншого робочого агента, за зміною нафтогазонасиченості пластів.

П'єзометричні свердловини призначені для спостереження за зміною рівня рідини в них з метою з'ясування впливу на пласт відбору рідини в цілому із пласта і з окремих свердловин, а також для з'ясування впливу нагнітання води в пласт. Дані п'єзометричних свердловин використовують для вивчення характеру перерозподілу пластових тисків у нафтовому пласті, а також для встановлення пружних властивостей рідини та пластів під час розробки. Для проведення вимірювань у таких свердловинах застосовують п'єзографи.

Видобувні, нагнітальні, оціночні, спостережні і п'єзометричні свердловини складають так званий *експлуатаційний фонд*. Експлуатаційний фонд включає в себе, крім основного фонду

видобувних і нагнітальних свердловин, також резервний фонд свердловин.

До спеціальних відносять свердловини для: скидання промислових (стічних) вод; ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу; закачування і відбирання газу в підземних газосховищах; добування технічної, мінеральної або питної води тощо.

За конструкцією свердловини поділяються на одноколонні і багатоколонні; одновибійні і багатовибійні; одnogирлові, двогирлові і багатогирлові; свердловини з відкритим вибоєм і свердловини із закритим вибоєм (обсажені і перфоровані свердловини, або свердловини з вибійним фільтром).

За профілем розрізняють свердловини вертикальні, похилі (похило-скеровані), горизонтальні і свердловини складної просторової форми.

За видом свердловини поділяють на діючі (які знаходяться в експлуатації); простоюючі (які знаходяться в капітальному (поточному) ремонті чи в очікуванні ремонту; знаходяться в облаштуванні чи освоєнні після буріння або капітального ремонту); законсервовані; ліквідовані або які очікують ліквідації.

За глибиною свердловини поділяють на неглибокі (невеликої довжини), середньої глибини (довжини), глибокі (великої довжини) і надглибокі (наприклад, з довжиною стовбура до 15 км).

Основними елементами свердловини є: гирло, стовбур, вибій, зумпф. Верхня частина свердловини, що знаходиться на поверхні землі, називається *гирлом*.

Циліндрична гірська виробка, пройдена в гірських породах і обмежена стінками, називається *стовбуром свердловини*.

Частина свердловини, що формується відкритим продуктивним горизонтом, називається *вибоєм*.

Нижня частина свердловини, пробурена нижче підосви нижнього продуктивного горизонту, називається *зумпфом (кишенею)*.

Частина пласта, що прилягає до вибою свердловини (від осі свердловини за радіусом), називається *привибійною зоною свердловини (ПЗС)* або *привибійною частиною пласта (ПЧП)*, *привибійною зоною пласта – ПЗП*.

Кожна свердловина за призначенням, конструкцією і профілем споруджується за самостійним робочим проектом відповідно до проектного технологічного документу на розробку родовища (покладу).

За призначенням усі свердловини відповідають певним вимогам, які не можуть бути змінені, або відмінені. В окремих випадках у процесі розробки родовища може відбуватись зміна свердловини за призначенням, наприклад, переведення з видобувних нафтових – у нагнітальні і навпаки; з нафтових і нагнітальних – у контрольні; з газових – у контрольні або нафтові. В той же час нафтові, нагнітальні, контрольні та інші за призначенням свердловини не можуть використовуватись як газові або газонагнітальні (паронагнітальні, повітронагнітальні).

Основною характеристикою для кожного виду свердловин є їх конструкція.

Під *конструкцією свердловини* розуміють схему її облаштування, в якій наведена кількість обсадних колон, діаметри і глибина їх спуску, інтервали тампонування, вибійні пристрої, що спущені в свердловину, та місця їх установа. Таким чином, конструкція залежить від призначення свердловини і визначається геологічними, технічними і технологічними чинниками. Вона повинна забезпечувати довготривалу і безперебійну експлуатацію свердловини та здійснювати всі необхідні технологічні процеси, дослідні і ремонтні роботи, та використовувати всі види занурюваного (внутрішньосвердловинного) обладнання.

4.2. Вимоги до конструкції свердловин

Залежно від призначення свердловини її конструкція може суттєво змінюватись, але вона завжди повинна задовольняти загальним вимогам, які зводяться до наступного:

1. Надійне роз'єднання пройдених порід та їх герметизація, що впливає з вимог охорони надр і навколишнього середовища та досягається завдяки міцності і довговічності кріплення, герметичності обсадних колон, міжколонних і заколонних просторів, а також внаслідок ізоляції флюїдонасичених горизонтів.

2. Отримання максимальної кількості гірничо-геологічної та фізичної інформації за розрізом, що розкривається свердловиною.

3. Можливість оперативного контролю за можливим міжколонним або заколонним перетіканням флюїдів.

4. Тривала безаварійна робота за умови безпечного проведення робіт на всіх етапах життя свердловини.

5. Конструкція повинна мати певний діаметр обсадних труб, що особливо стосується експлуатаційної колони.

6. Бути стабільною (не змінювати своїх первісних характеристик упродовж тривалого часу або після проведення певних технологічних операцій).

7. Ефективне фіксування внутрішньосвердловинного обладнання у стовбурі свердловини.

8. Можливість аварійного глушіння свердловини.

9. Можливість трансформації одного виду свердловини в інший внаслідок максимальної уніфікації за типорозмірами обсадних труб і стовбура свердловини.

Крім наведених, конструкція свердловини повинна відповідати певним технологічним вимогам, основними з яких є:

1. Прийнятна гідравлічна характеристика (мінімум опорів).

2. Максимально можливе використання пластової енергії в процесі підйому продукції на денну поверхню завдяки вибору оптимального діаметра експлуатаційної колони та конструкції вибою.

3. Можливість проведення всіх видів досліджень відомими та перспективними глибинними приладами.

4. Проведення всіх технологічних операцій у свердловині зокрема і за впливом на продуктивний горизонт.

5. Застосування різних способів експлуатації з використанням ефективного обладнання, зокрема з великими навантаженнями на стінку свердловини (колони).

4.3. Фізичні процеси, що відбуваються у привибійній зоні свердловини в період відкриття, виклику припливу, освоєння та експлуатації

Розрізняють первинне і вторинне розкриття продуктивного горизонту. Під *первинним розкриттям* розуміється процес розбурювання продуктивного горизонту долотом. *Вторинне розкриття* – процес зв'язку внутрішньої порожнини свердловини з продуктивним горизонтом (перфорація свердловини).

Так як процеси і первинного, і вторинного розкриття є процесами тимчасовими, то за час розкриття у привибійній зоні свердловини (ПЗС) можуть відбуватися різні фізичні та хімічні перетворення. Ми зупинимось, зокрема, на фізичних процесах, що протікають у ПЗС у період первинного та вторинного розкриття, виклику припливу, освоєння та експлуатації.

До основних чинників, що визначають коефіцієнт проникності (а отже, і коефіцієнт рухливості) ПЗС у часі, належать:

1. *Кольматація* – процес забруднення ПЗС механічними частинками, що містяться в рідинах із можливим подальшим їх набуханням. Якщо ж у ПЗС потрапляють лише фільтрати різних розчинів, то в цьому випадку можливе набухання частинок цементуючого матеріалу теригенної гірської породи або частинок скелета породи.

2. Проникнення в ПЗС фільтратів різних розчинів і рідин, що використовуються в період первинного, вторинного розкриття, виклику припливу та освоювання.

3. Термодинамічна нестійкість вибійних умов із боку свердловини та привибійної зони.

4. Оплавлення поверхонь перфораційних каналів у процесі перфорації.

У таблиці 4.1 наведені основні чинники, що визначають забруднення ПЗС; процеси, які відбуваються у ПЗС, а також основні наслідки цих процесів.

Аналіз цієї таблиці показує, що в процесі розкриття продуктивного горизонту, виклику припливу, освоєння та експлуатації в ПЗС відбуваються суттєві зміни, що впливають на продуктивність свердловини.

При технологічно обґрунтованому режимі буріння з використанням глинистої промивальної рідини на стінці свердловини утворюється глиниста кірка. Проникнення в ПЗС фільтратів крізь

Таблиця 4.1 – Чинники забруднення привибійної зони свердловини

Основні чинники, що визначають забруднення ПЗС	Процес, що протікає в ПЗС	Наслідок процесу, що протікає в ПЗС
1	2	3
Кольматація	Насичення порового простору ПЗС частинками глинистого або цементного матеріалу. Набухання глинистих і цементних частинок або зерен скелета породи. Адгезія набряклих частинок поверхнею фільтраційних каналів. Облітерація.	1 Зниження проникності ПЗС і коефіцієнта рухливості. 2. Зміна структури фільтраційних каналів. 3. Закупорювання фільтраційних каналів механічними частинками. 4. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.

1	2	3
<p>Проникнення в ПЗС фільтратів промивальної рідини, цементного розчину, рідин глушіння та освоєння</p>	<p>Зміна фазових проникностей. Зміна властивостей поверхні твердого тіла. Адсорбція хімічних реагентів із фільтрату промивальної рідини. Дифузійне перемішування різних фільтратів і рідин із можливим утворенням твердих осадів. Утворення водонафтових емульсій. Зміна рН середовища. Окиснення нафти.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. «Нерухливість» однієї з рідин. 2. Зниження проникності ПЗС і коефіцієнта рухливості. 3. Зміна фільтраційних властивостей системи. 4. Закупорка фільтраційних каналів і зміна структури порового простору. 5. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.
<p>Термодинамічна нестійкість вибійних умов із боку свердловини та привибійної зони</p>	<p>Зміна властивостей дисперсійного середовища та дисперсної фази промивальної рідини та цементного розчину. Зміна властивостей рідин промивання, глушіння та освоєння. Зміна властивостей пластових флюїдів. Утворення емульсії. Фазові перетворення в системі. Виділення газу з нафти. Розчинення газу у фільтратах і рідинах. Випадіння асфальто-смоло-парафінових компонентів нафти в поровому просторі. Утворення та випадіння солей.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зниження проникності ПЗС і коефіцієнта рухливості. 2 «Нерухливість» однієї з рідин (зазвичай, нафти). 3. Закупорка фільтраційних каналів і зміна структури порового простору. 4. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.
<p>Пошкодження поверхонь перфораційних каналів у процесі перфорації</p>	<p>Утворення мережі мікротріщин, покритих фільтраційними кірками з тонкодисперсних матеріалів. Оплавлення поверхні каналів. Задирки.</p>	<p>Підвищення опору при течії продуктів через перфораційні канали; зниження проникності ПЗС і коефіцієнта рухливості.</p>

1	2	3
Деформаційні процеси у гірських породах	Зміна напруженого стану гірських порід із ПЗС при бурінні. Змикання природних тріщин і зниження об'єму фільтраційних пор. Зміна фізичних властивостей породи. Порушення герметичності кріплення свердловини.	1. Деформація породи на вибої та виникнення зони техногенної тріщинності. 2. Зниження проникності ПЗС. 3. Зміна пористості породи в ПЗС. 4. Виникнення перетоків флюїдів у розрізі свердловини.

глинисту кірку відбувається як завдяки різниці тисків у свердловині та пласті (репресії), так і внаслідок дії капілярних сил та осмотичного тиску.

Динаміка насичення ПЗС фільтратами розчинів і рідинами в період «первинного розкриття-освоєння» наведена на рисунку 4.1.

Діаметр зони проникнення фільтратів і рідин може досягати певних величин, а процес розформовування цієї зони є досить складним і тривалим.

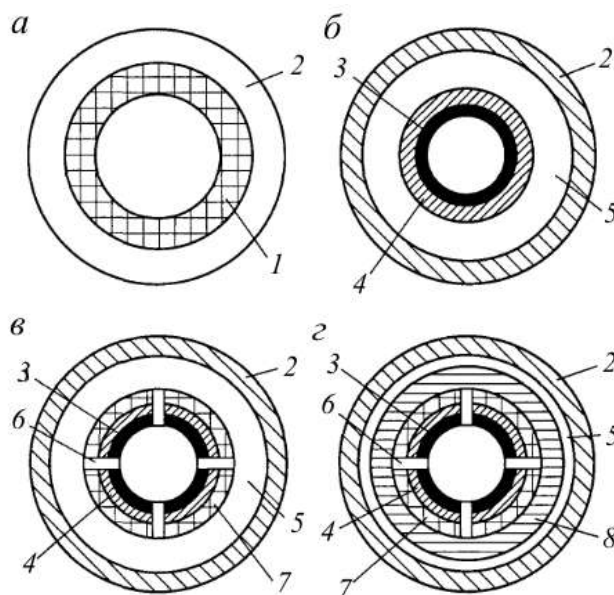


Рисунок 4.1 – Динаміка насичення ПЗС фільтратами розчинів і рідинами

а – г – фази: а – первинного відкриття, б – цементування обсадної колони, в – вторинного відкриття (перфорація), г – освоєння; 1 – глиниста кірка; 2 – фільтрат промивальної рідини; 3 – обсадна колона; 4 – цементне кільце; 5 – фільтрат цементного розчину; 6 – перфораційний отвір; 7 – рідина глушіння; 8 – рідина освоєння

За умовами утворення зони проникнення фільтратів (при відкритті пласта на глинистому розчині) та різних технологічних рідин і заміщення ними пластового флюїду привибійні зони можна розділити на три категорії:

1. ПЗС, проникність якої дорівнює проникності глинистої кірки на стінці свердловини. У цьому випадку фільтрація зі свердловини в ПЗС відбувається так, ніби глиниста кірка відсутня.

2. ПЗС, проникність якої вища за проникність глинистої кірки на стінці свердловини. У такі пласти фільтрат проникає, переважно, у процесі буріння в період до повного формування глинистої кірки. Діаметр зони проникнення фільтрату промивальної рідини може бути оцінений в 1 – 2 діаметри свердловини і залежить тільки від тривалості формування глинистої кірки.

3. ПЗС, проникність якої нижча проникності глинистої кірки. У такі пласти фільтрат надходить у процесі буріння і простою необсаджених свердловин, а радіус зони проникнення фільтрату може досягати значних величин.

Так як за інших рівних умов об'єм фільтрату або рідин, що надходять у ПЗС, є функцією часу, то ефективність виклику припливу, освоєння і експлуатації свердловини залежить від того, скільки часу пройшло з моменту первинного відкриття до моменту виклику припливу. На практиці необхідно організувати процес буріння свердловини так, щоб цей час був мінімально можливим. Чим довше свердловина очікує спуску обсадної колони та її цементування, перфорації та виклику припливу, тим вірогідніше і значніше забруднення привибійної зони і тим довшим і малоуспішним буде процес виклику припливу та освоєння.

У процесі буріння свердловини гірські породи піддаються як стискаючим, так і розтягувальним напруженням. Напружений стан плоского елемента гірської породи під дією стискаючих і розтягувальних зусиль у взаємно перпендикулярних площинах характеризується різницею відносних деформацій, яка за певних умов може спричинити зсув породи.

Зі збільшенням тривалості розкриття продуктивного горизонту та виклику припливу (освоєнням свердловини) часткова зміна проникності ПЗС у процесі об'ємної повзучості може призвести до зниження коефіцієнта продуктивності свердловини.

Таким чином, на момент вторинного розкриття пласта перфорацією ПЗС може бути ущільненою або розпушеною, що позначається на якості гідродинамічного зв'язку пласта зі

свердловиною. Якість зв'язку залежить також від властивостей флюїдів у ПЗС, та їх взаємодії як між собою, так і з гірською породою.

Фільтрація флюїдів (навіть малої в'язкості) у місцях різкого звуження фільтраційних каналів може супроводжуватися їх закупорюванням колоїдними частинками або продуктами окиснення флюїду, що фільтрується, – *облітерацією*. Облітерація залежить від властивостей твердої поверхні, за якою фільтрується флюїд, від температури (зі зростанням температури схильність до облітерації зростає), від коливальних процесів у системі (при вібраційному впливі на систему облітерація не виникає). Таким чином, облітерація може бути однією з причин погіршення фільтраційних характеристик ПЗС і відсутності припливу.

До основних причин зниження проникності привибійної зони у процесі експлуатації свердловин можна віднести такі:

1. Для видобувних свердловин:

- проникнення рідини глушіння (прісної чи мінералізованої води) або промивальної рідини у процесі підземного ремонту;

- проникнення пластової води в ПЗС (в обводнених свердловинах) при зупинках свердловин;

- набухання частинок глинистого цементу теригенного колектора при насиченні його прісною водою;

- утворення водонафтової емульсії;

- випадіння та відкладення асфальто-смоло-парафінових складових нафти або солей із попутно-видобуваної води при зміні термобаричних умов;

- проникнення в ПЗС механічних домішок і продуктів корозії металів при глушінні чи промиванні свердловини.

2. Для нагнітальних свердловин:

- набухання глинистих порід при контакті з прісною водою, що закачується, а також із розчинами хімічних реагентів;

- зміна в процесі закачування мінералізованої води на прісну з утворенням і відкладенням солей;

- кольматація ПЗС твердою фазою промивальної рідини при ремонтних та інших роботах у свердловині;

- підвищена залишкова нафтонасиченість у привибійних зонах свердловин, які до переведення під нагнітання води працювали як видобувні.

Істотним чинником зниження ефективності вироблення запасів і кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі є обводнення видобувних

свердловин, що призводить до зниження фазової проникності для нафти.

На сьогодні немає рекомендацій з оцінки розмірів ПЗС, що значною мірою ускладнює розробку раціональної технології первинних обробок ПЗС із метою інтенсифікації видобутку нафти, але, головним чином, це позначається на повторних обробках.

4.4. Приплив рідини у свердловину. Привибійна зона свердловини

Розглянемо задачу припливу рідини у свердловину у круговому шарі, схема якого наведена на рисунку 4.2.

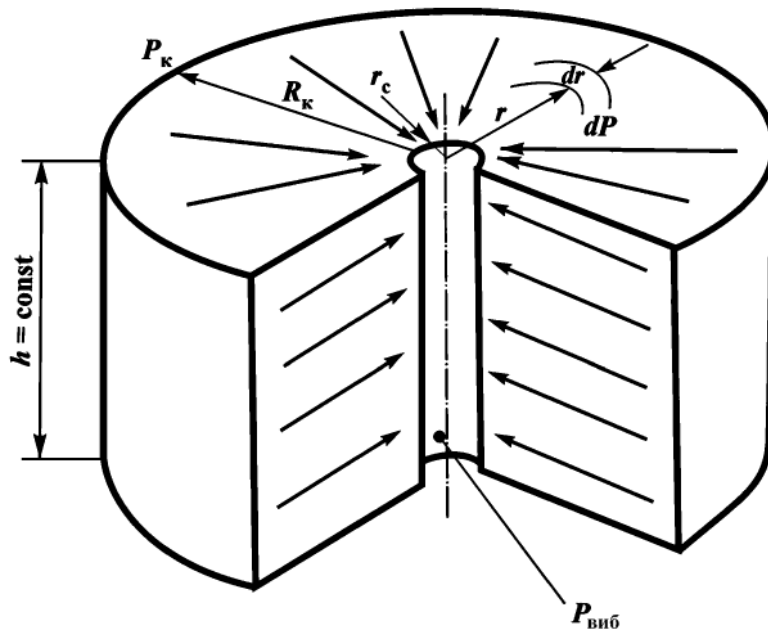


Рисунок 4.2 – Схема привибійної зони свердловини

Для вирішення задачі введемо такі припущення:

1. Пласт круговий, у центрі якого розташована єдина (!) досконала свердловина.
2. Пласт однорідний і ізотропний постійної товщини.
3. Процес течії флюїду ізотермічний ($\mu = \text{const}$).
4. Рух рідини плоско-радіальний і відповідає закону Дарсі.
5. У процесі фільтрації відсутні будь-які фізичні та хімічні реакції.

Запишемо рівняння Дарсі:

$$Q = k \frac{F \Delta P}{\mu l}, \quad 4.1$$

де Q – об'ємна витрата рідини, $\text{м}^3/\text{с}$;
 F – поверхня фільтрації, м^2 ;

ΔP – перепад тисків, Н/м²;

μ – в'язкість флюїду, Н·с/м²;

l – шлях течії флюїду, м;

k – коефіцієнт пропорційності, який враховує не тільки середовище, в якому здійснюється фільтрація, але й усі процеси взаємодії між флюїдом, що фільтрується, і твердою поверхнею середовища, м².

Для схеми рис. 4.2 позначимо:

R_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

h – товщина пласта, м;

P_k – тиск на контурі живлення, Н/м²;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, Н/м².

Виділимо на відстані r від осі свердловини елемент пласта товщиною dr (рис. 4.2). Перепад тисків на цьому елементі позначимо через dP . Поверхня фільтрації для виділеного елемента:

$$F = 2\pi r h. \quad (4.2)$$

Запишемо рівняння Дарсі для схеми, що розглядається:

$$Q = k \frac{2\pi r h dP}{\mu dr},$$

після поділу змінних отримаємо:

$$Q \frac{dr}{r} = \frac{2\pi k h}{\mu} dP \quad (4.3)$$

Межами інтегрування рівняння (4.3) є: по P : від P_k до $P_{\text{виб}}$; по r : від R_k до r_c .

Таким чином, маємо:

$$Q \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi k h}{\mu} \int_{P_{\text{виб}}}^{P_k} dP. \quad (4.4)$$

Після інтегрування отримуємо:

$$Q = \frac{2\pi k h (P_k - P_{\text{виб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (4.5)$$

Рівняння (4.5) називається *рівнянням Дюпюї* та описує приплив рідини в свердловину для схеми на рисунку 4.2 при прийнятих припущеннях.

Як видно з (4.5), розподіл тиску у пласті навколо працюючої свердловини є логарифмічним, що наведено на рисунку 4.3.

Тиск на контурі живлення P_k є пластовим статичним тиском $P_{\text{пл.ст}}$, надалі просто $P_{\text{пл}}$ ($P_{\text{пл.ст}}$ – статичний пластовий тиск – тиск, який є в системі до моменту відбору продукції, тобто коли $Q = 0$).

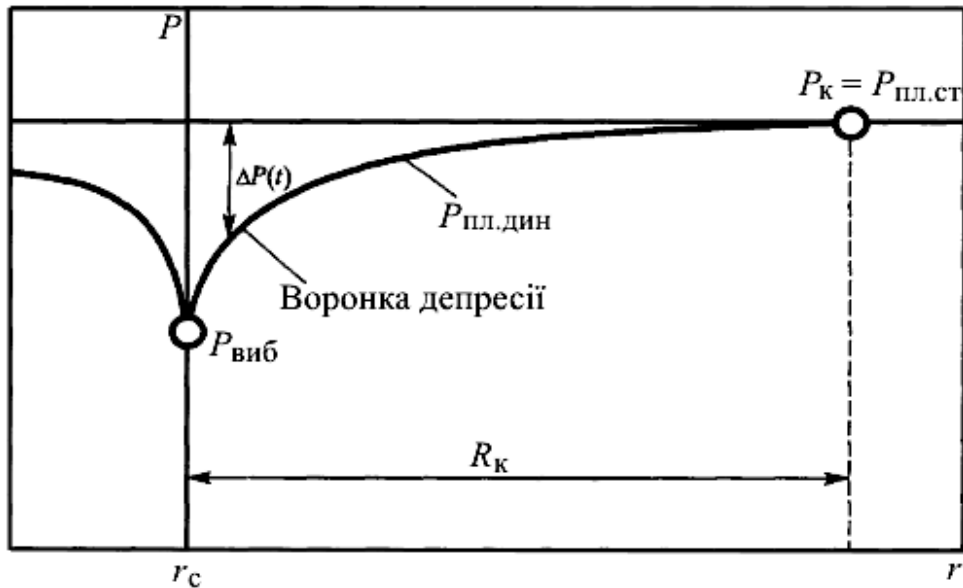


Рисунок 4.3 – Розподіл тиску в пласті навколо працюючої свердловини

Тиск навколо працюючої свердловини у будь-якій точці пласта (між тиском на вибої свердловини і тиском на контурі живлення) називається *динамічним пластовим тиском* $P_{\text{пл.дин}}$. Динамічний пластовий тиск на стінці свердловини називається *вибійним тиском* $P_{\text{виб}}$.

Різниця між статичним і динамічним пластовими тисками називається *депресією* ΔP :

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_{\text{пл.ст}} - P_{\text{пл.дин}}, \\ \Delta P &= P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Якщо лінію розподілу тиску повернути навколо осі свердловини, отримаємо *воронку депресії*. З рисунка 4.2 видно, що депресія (втрати енергії при русі продукції від контуру живлення до стінки свердловини) істотно зростає на певній відстані від стінки свердловини.

Під *привибійною зоною свердловини* (ПЗС) будемо розуміти зону, прилеглу до стінок свердловини, в якій істотно зростають фільтраційні опори руху продукції. До теперішнього часу не існує жодних рекомендацій щодо чисельного визначення радіусу цієї зони, що значно ускладнює оцінку ефективності різних методів штучного впливу на привибійні зони свердловин і порівняння їх між собою.

Розглянемо деякі варіанти чисельної оцінки розмірів ПЗС. Перший із них базується на апроксимації ліній логарифмічної залежності $P = f(r)$ прямими лініями 1 і 2, які перетинаються в точці А (рис. 4.4). Ця точка і дає розміри (радіус) привибійної зони

свердловини – $r_{\text{ПЗС}}$. Можливі й інші методи, наприклад, можна розбити сумарні втрати енергії при русі продукції від контуру живлення до стінки свердловини порівну, тобто щоб площі S_1 , і S_2 були рівні (рис. 4.5). Межа цих площ і буде чисельно визначати радіус ПЗС. Для оцінки розмірів ПЗС можна запропонувати й інші методи.

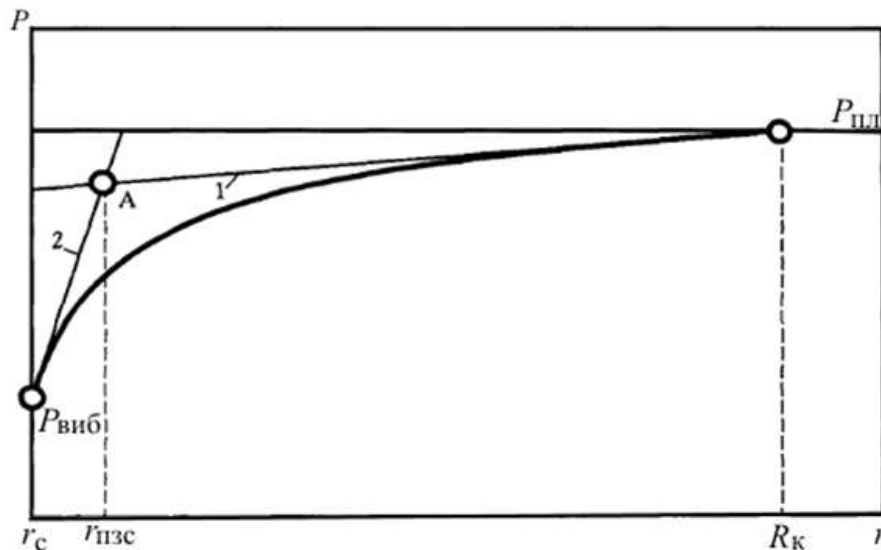


Рисунок 4.4 – Перший варіант визначення радіусу ПЗС

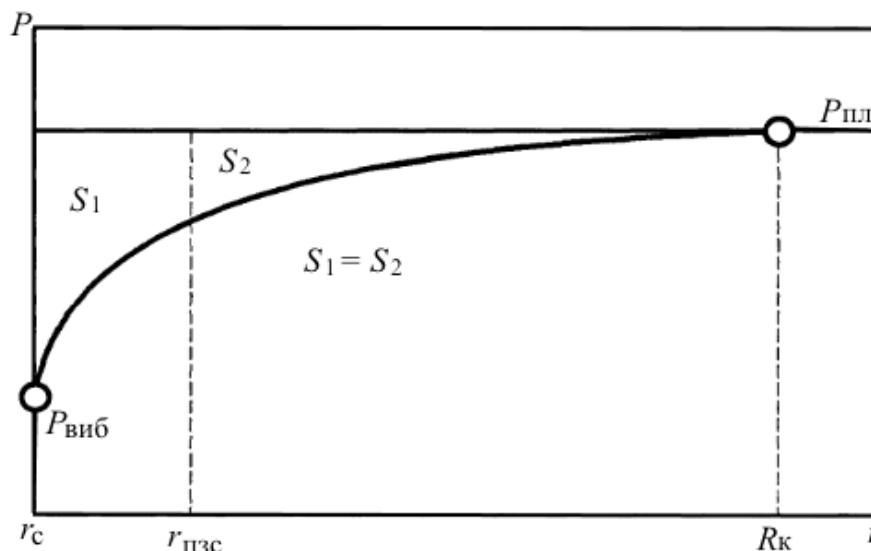


Рисунок 4.5 – Другий варіант визначення радіусу ПЗС

Важливо знати: який би метод оцінки розмірів ПЗС не використовувався, за необхідності порівняння результатів, що залежать від розмірів ПЗС, в обох випадках для порівняння необхідно використовувати один і той же метод розрахунку розмірів (радіуса) ПЗС.

Контрольні питання

- 1. Як поділяють свердловини за призначенням?*
- 2. Які свердловини складають експлуатаційний фонд?*
- 3. Як поділяють свердловини за конструкцією?*
- 4. Як поділяють свердловини за видом?*
- 5. Що називається привибійною зоною свердловини, привибійною зоною пласта?*
- 6. Що розуміють під конструкцією свердловини?*
- 7. Що розуміють під кольматацією привибійної зони пласта?*
- 8. Що розуміють під первинним і вторинним розкриттям продуктивного горизонту?*

5. ГІДРОДИНАМІЧНА ДОСКОНАЛІСТЬ СВЕРДЛОВИН

5.1. Гідродинамічна досконалість свердловин

Процес фільтрації продукції в пористому середовищі супроводжується фільтраційними опорами, які є невідомими. У привибійній зоні свердловини виникають додаткові фільтраційні опори, пов'язані, по-перше, з наявністю самої свердловини і, по-друге, з конкретним її виконанням.

Для порівняння свердловин між собою та оцінки кожної конкретної свердловини вводяться поняття *гідродинамічно досконалої* свердловини та *гідродинамічно недосконалих* свердловин.

На рисунку 5.1 наведено схеми гідродинамічно досконалої та гідродинамічно недосконалих свердловин.

Під *гідродинамічно досконалою* будемо розуміти таку свердловину, яка розкрила продуктивний горизонт на всю його товщину H , і в якій відсутні будь-які елементи кріплення (обсадна колона, цементний камінь, вибійні пристрої), тобто свердловина з відкритим вибоєм. При фільтрації продукції в таку свердловину фільтраційні опори обумовлені лише характеристикою продуктивного горизонту та є мінімально можливими (рис. 5.1 а). Більшість реальних свердловин належать до гідродинамічно недосконалих. Серед гідродинамічно недосконалих свердловин виділяють:

- недосконалість за ступенем розкриття – НСР (рис. 5.1 б);
- недосконалість за характером розкриття – НХР (рис. 5.1 в);
- недосконалість за ступенем і характером розкриття – НСХР (рис. 5.1 г).

У таких свердловин у привибійній зоні виникають додаткові фільтраційні опори, що визначаються видом недосконалості.

1. Для свердловин, недосконалих за ступенем (рівнем) розкриття

Недосконалими за рівнем розкриття є свердловини, які розкривають продуктивний горизонт не на всю товщину.

Введемо такі позначення:

h – товщина продуктивного горизонту, м;

D_c – діаметр свердловини за долотом, м;

b – частина товщини продуктивного горизонту, відкритого свердловиною, м;

δ – відносне розкриття:

$$\delta = \frac{b}{h}, \quad (5.1)$$

a – безрозмірна товщина пласта:

$$a = \frac{h}{D_c}. \quad (5.2)$$

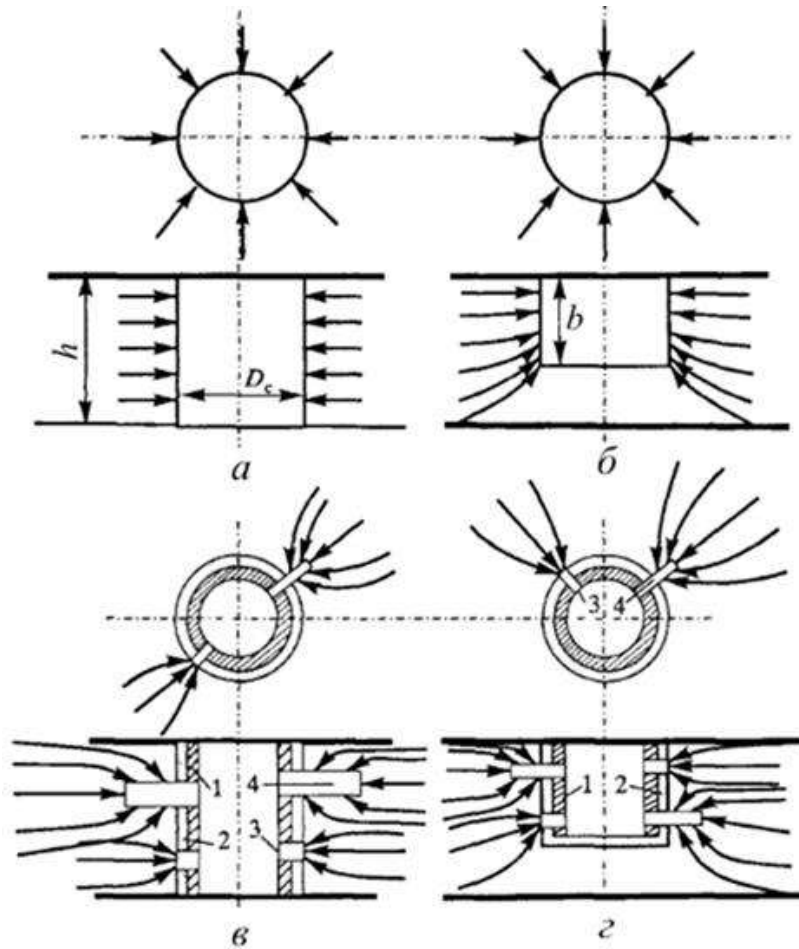


Рисунок 5.1 – Схеми свердловин:

a – гідродинамічно досконалої; $б$ – $г$ – гідродинамічно недосконалих; $б$ – за ступенем розкриття; $в$ – за характером розкриття; $г$ – за ступенем і характером розкриття; 1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – перфораційний отвір; 4 – перфораційний канал

Як видно із рис. 5.1 $б$, додаткові фільтраційні опори для таких свердловин пов'язані з викривленням ліній течії (тобто геометрії течії) і можуть бути враховані введенням їх у рівняння Дюпюї.

Для досконалої свердловини маємо:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (5.3)$$

де μ – в'язкість флюїду, Н·с/м²;

k – коефіцієнт пропорційності, який враховує не тільки середовище, в якому здійснюється фільтрація, але й усі процеси взаємодії між флюїдом, що фільтрується, і твердою поверхнею середовища, м²;

R_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини за долотом $r_c = D_c/2$.

Знаменник формули (5.3) і є фільтраційним опором R_ϕ при течії вуглеводневої продукції до досконалої свердловини, тобто:

$$R_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (5.4)$$

З урахуванням цього виразу (5.3) запишемо у вигляді:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{R_\phi}. \quad (5.5)$$

Позначимо додаткові фільтраційні опори через $R_{дод}$. За аналогією з (5.4) запишемо:

$$R_{дод} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1, \quad (5.6)$$

де C_1 – деякий коефіцієнт, що враховує зростання фільтраційних опорів внаслідок зміни геометрії течії продукції до недосконалої за ступенем розкриття свердловини.

Дебіт недосконалої за ступенем розкриття свердловини позначимо через $Q_{н.с.р}$:

$$Q_{н.с.р} = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{R_\phi + R_{дод}} = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1}$$

або

$$Q_{н.с.р} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 \right)}. \quad (5.7)$$

Вираз (5.7) може бути використаний для обчислення дебіту недосконалих за ступенем розкриття свердловин. При цьому додаткові фільтраційні опори враховуються коефіцієнтом C_1

$$C_1 = f(\delta, a), \quad (5.8)$$

що визначаються за спеціальними графіками (наприклад, за графіками В. І. Щурова).

2. Для свердловин, недосконалих за характером розкриття

Недосконалими за характером розкриття називаються свердловини, які розкривають пласт на всю товщину, але свердловина обсаджена та проперфорована.

Введемо такі позначення:

n – щільність перфорації на один погонний метр, отв/м;

- l' – середня довжина перфораційного каналу, м;
- d' – діаметр перфораційного каналу, м;
- параметр $n \cdot D_c$;
- безрозмірна довжина перфораційного каналу:

$$l = l'/D_c \quad (5.9)$$

- безрозмірний діаметр перфораційного каналу:

$$d = d'/D_c. \quad (5.10)$$

Додаткові фільтраційні опори для таких свердловин пов'язані зі зміною геометрії течії продукції внаслідок перфораційних отворів і каналів. За аналогією з виразом (5.6) запишемо:

$$R_{\text{дод}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_2, \quad (5.11)$$

де C_2 – деякий коефіцієнт, що враховує зростання фільтраційних опорів внаслідок зміни геометрії течії продукції через наявність перфораційних отворів і каналів.

Дебіт недосконалої за характером розкриття свердловини позначимо через $Q_{\text{н.х.р}}$. Тоді за аналогією з (5.7) запишемо:

$$Q_{\text{н.х.р}} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C_2 \right)}. \quad (5.12)$$

При цьому коефіцієнт додаткових фільтраційних опорів внаслідок недосконалості характеру розкриття C_2

$$C_2 = f(n, D_c, l, d), \quad (5.13)$$

визначається за спеціальними графіками.

3. Для свердловин, недосконалих за ступенем і характером розкриття

У цьому випадку на фільтраційну картину течії продукції до недосконалої за ступенем розкриття свердловини накладається фільтраційна картина течії продукції до перфорованих отворів і перфораційних каналів. На рисунку 5.2 показана така картина течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини. Видно, що в області I течія плоско-радіальна і справедливим залишається рівняння Дюпюї у вигляді $Q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{\text{виб}})}{\mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}}$; в області II фільтраційна картина істотно відрізняється від такої в області I , що спричинено недосконалістю свердловини як за ступенем, так і за характером розкриття та появою додаткових фільтраційних опорів, що враховуються коефіцієнтами, C_1 і C_2 . Суть

питання у тому, яким чином для такої недосконалості взаємопов'язані коефіцієнти C_1 і C_2 ? Для відповіді це питання реальну фільтраційну картину, наведену на рисунку 5.2, замінимо схематизованою, яка наведена на рисунку 5.3. Схематизацію течії продукції виконаємо, ввівши фіктивну свердловину, недосконалу за рівнем розкриття, радіус якої $r_{\phi.c}$. У цьому випадку розглядається течія продукції:

– в межах від R_k до $r_{\phi.c}$ – як течія до свердловини, недосконалої за ступенем розкриття (додаткові фільтраційні опори, що враховуються коефіцієнтом C_1);

– в межах від $r_{\phi.c}$ до r_c – як течія до свердловини, недосконалої за характером розкриття (додаткові фільтраційні опори враховуються коефіцієнтом C_2).

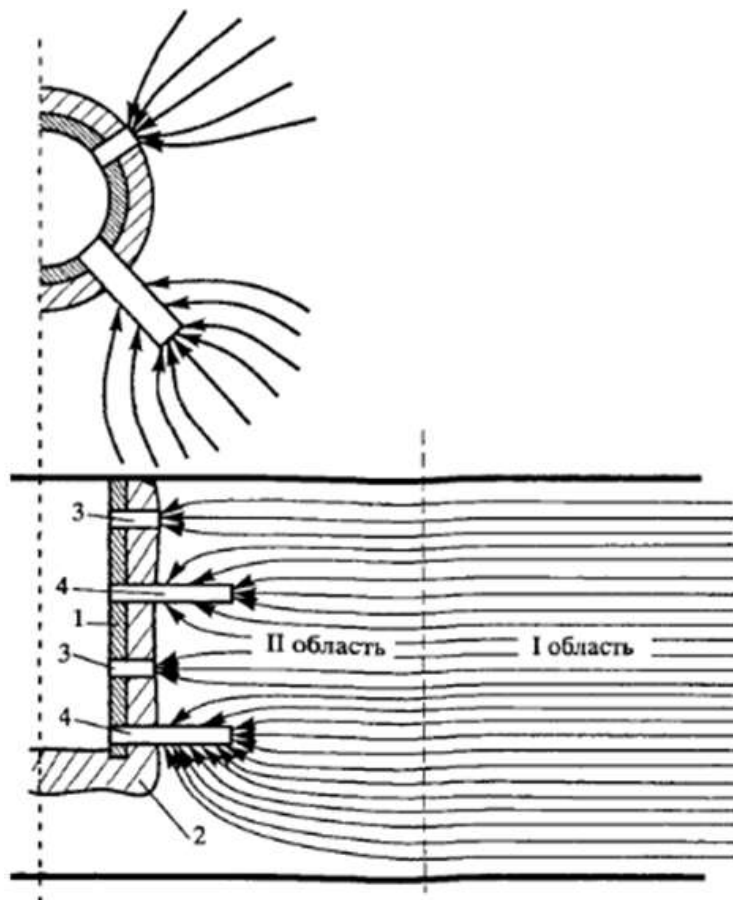


Рисунок 5.2 – Схема фільтраційної картини течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини

I – область, в якій фільтрація підпорядковується закону Дарсі – плоско-радіальна фільтрація; *II* – область порушення закону Дарсі, в якій виникають додаткові фільтраційні опори, що враховуються коефіцієнтами C_1 і C_2 ; 1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – перфораційний отвір; 4 – перфораційний канал

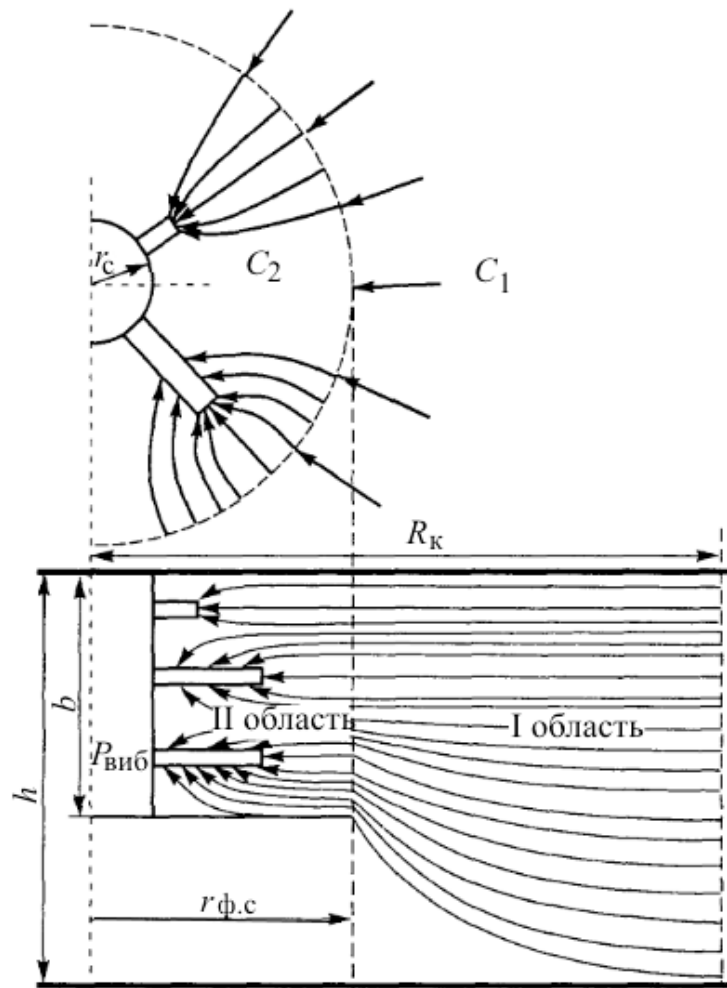


Рисунок 5.3 – Схематизована фільтраційна картина течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини

I – область додаткових фільтраційних опорів до недосконалої за ступенем розкриття функціональної свердловини, що враховуються коефіцієнтом C_1 ; *II* – область додаткових фільтраційних опорів до недосконалої за характером розкриття свердловини, що враховуються коефіцієнтом C_2 ; r_c ; $r_{ф.с}$; R_k – відповідно радіус реальної свердловини, радіус фіктивної свердловини та радіус контуру живлення; b – відкрита частина пласта товщиною h

Для наведеної схеми фільтраційні опори в *I* області (від R_k до $r_{ф.с}$) складаються з:

– фільтраційного опору R_ϕ , який за аналогією з (5.4) є таким:

$$R_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{ф.с}}; \quad (5.14)$$

– додаткового фільтраційного опору, який за аналогією з (5.11) такий:

$$R_{\text{дод}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1. \quad (5.15)$$

Для II області (від $r_{\text{ф.с}}$ до r_c) фільтраційні опори складаються з:
– фільтраційного опору R'_ϕ , який за аналогією з (5.4) такий:

$$R'_\phi = \frac{\mu}{2\pi kb \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\text{ф.с}}}{r_c}, \quad (5.16)$$

де відповідно до (5.1)

$$b = h \cdot \delta.$$

Тоді з урахуванням (5.16) для R'_ϕ запишемо:

$$R'_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\text{ф.с}}}{r_c}, \quad (5.17)$$

– додаткового фільтраційного опору, який за аналогією з (5.11) такий:

$$R'_{\text{дод}} = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot C_2. \quad (5.18)$$

Дебіт недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини $Q_{\text{нс.х.р}}$ для схематизованої картини течії (рис. 5.3) з урахуванням формул (5.15; 5.16; 5.17; 5.18) такий:

$$Q_{\text{нс.х.р}} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_{\text{ф.с}}} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1 + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\text{ф.с}}}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot C_2}. \quad (5.19)$$

Для реальної фільтраційної картини запишемо:

$$Q_{\text{нс.х.р}} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}, \quad (5.20)$$

де $\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}$ – фільтраційні опори під час руху продукції від R_K

до r_c ;

$\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C$ – додаткові фільтраційні опори внаслідок недосконалості свердловини за ступенем і характером розкриття, що визначаються коефіцієнтом C .

Прирівнюючи праві частини формул (5.20) і (5.19), отримаємо:

$$\ln \frac{R_K}{r_c} + C = \ln \frac{R_K}{r_{\text{ф.с}}} + C_1 + \frac{1}{\delta} \ln \frac{r_{\text{ф.с}}}{r_c} + \frac{1}{\delta} \cdot C_2,$$

звідки знаходимо коефіцієнт C :

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{(1-\delta)}{\delta} \cdot \ln \frac{r_{\text{ф.с}}}{r_c}. \quad (5.21)$$

Таким чином, коефіцієнт додаткових фільтраційних опорів при течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття

свердловини не є простою сумою коефіцієнтів C_1 і C_2 , а залежить не тільки від цих коефіцієнтів, але і від відносного розкриття пласта та радіусів фіктивної ($r_{\phi.c}$) і реальної (r_c) свердловин. Приймаючи, наприклад, $r_{\phi.c} = 10 r_c$ отримаємо:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + 2,3 \frac{(1-\delta)}{\delta}. \quad (5.22)$$

Резюмуючи, відзначимо, що розглянуті види недосконалості свердловин враховують лише зміну геометрії течії продукції порівняно до течії для досконалої свердловини.

5.2. Коефіцієнт гідродинамічної досконалості. Приведений радіус свердловини

Будь-яка гідродинамічна недосконалість свердловини призводить до зниження дебіту, як це видно з формул (5.7; 5.12 і 5.20). В загальному випадку дебіт недосконалої свердловини $Q_{н.с}$ запишемо як:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{внб})}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}. \quad (5.23)$$

Коефіцієнтом гідродинамічної досконалості свердловини φ є відношення дебіту недосконалої свердловини $Q_{н.с}$ до дебіту досконалої свердловини Q_c , що обчислюється за формулою:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{внб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (5.24)$$

$$\varphi = \frac{Q_{н.с}}{Q_c}, \quad (5.25)$$

або з урахуванням (5.23) та (5.24):

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C}, \quad (5.26)$$

звідки

$$C = \frac{(1-\delta)}{\delta} \ln \frac{R_K}{r_c}. \quad (5.27)$$

Підставляючи в (5.26) формулу для C з (5.21), отримаємо:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln R_K + C_1 + \frac{1}{\delta}(C_2 - \ln r_c) - \frac{(1-\delta)}{\delta} \ln r_{\phi.c}}. \quad (5.28)$$

Ця формула дає змогу оцінити внесок кожного виду гідродинамічної недосконалості свердловин у зниження дебіту досконалої свердловини. Так, для свердловини, недосконалої за ступенем розкриття ($C_2 = 0$, $r_{ф.с} = r_c$), коефіцієнт гідродинамічної досконалості $\varphi_{н.с.р}$ з (5.28) буде:

$$\varphi_{н.с.р} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1}. \quad (5.29)$$

Для свердловини, недосконалої за характером розкриття ($C_1 = 0$, $\delta=1$), коефіцієнт гідродинамічної досконалості $\varphi_{н.х.в.}$ (5.28) буде:

$$\varphi_{н.х.в.} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_2}. \quad (5.30)$$

Ще раз підкреслимо, що залежності (5.28; 5.29 і 5.30) характеризують, як впливає на дебіт досконалої свердловини зміна лише геометрії течії продукції, і не враховують будь-яких фізичних явищ, що відбуваються як після первинного розкриття (до виклику припливу і освоєння), так і при фільтрації продукції в розглянутих випадках.

Врахування гідродинамічної недосконалості свердловини може бути виконано іншим шляхом. Введемо поняття приведенного радіусу свердловини $r_{пр}$. *Приведений радіус свердловини* – це радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої $Q_{ф.с}$ дорівнює дебіту реальної недосконалої свердловини $Q_{р.н.с.}$

Запишемо:

$$Q_{ф.с} = \frac{2\pi kh(P_K - P_{виб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (5.31)$$

$$Q_{р.н.с.} = \frac{2\pi kh(P_K - P_{виб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} + C. \quad (5.32)$$

Прирівнюючи праві частини формул (5.31) і (5.32), отримуємо:

$$\ln \frac{R_K}{r_c} + C = \ln \frac{R_K}{r_{пр}}, \quad (5.33)$$

звідки:

$$C = \ln \frac{r_c}{r_{пр}}$$

або

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C}. \quad (5.34)$$

Отже, приведений радіус свердловини пов'язує між собою радіус реальної свердловини з коефіцієнтом геометричної недосконалості C .

Чисельна величина приведенного радіусу свердловини може бути визначена за результатами дослідженнями свердловини в нестационарному режимі.

В окремих випадках чисельна величина приведенного радіусу свердловини може бути визначена за результатами дослідження свердловини на нестационарному режимі.

Сьогодні геометрична досконалість свердловин розраховується за результатами експериментального визначення приведенного радіусу $r_{пр}$, що суттєво підвищує точність, так як відпадає необхідність визначення коефіцієнтів C_1 , і C_2 за спеціальними графіками при завідомо недостовірній інформації.

Складнішим випадком урахування втрат енергії при русі продукції, коли втрати залежать не тільки від коефіцієнта C , але і від величини скін-ефекту S , що характеризує втрати енергії внаслідок зміни проникності з часом завдяки забрудненню або очищенню привибійної зони свердловини (дренуемого об'єму).

Запишемо дебіт недосконалої свердловини $Q_{н.с}$, що працює на стаціонарному режимі з урахуванням її приведенного радіусу, а також при проявленні скін-ефекту:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{b\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_{пр}} + S \right)}, \quad (5.35)$$

де $r_{пр}$ – приведений радіус свердловини, що обчислюється за формулою (5.34);

b – об'ємний коефіцієнт нафти;

S – величина скін-ефекту.

Введемо поняття ефективного радіусу свердловини $r_{еф}$, під яким будемо розуміти радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої дорівнює дебіту недосконалої свердловини з приведеним радіусом і додатковими спротивами течії продукції у свердловину внаслідок зміни проникності, обумовленої скін-ефектом S :

$$Q_{ф.с} = \frac{2\pi kh (P_{пл} - P_{виб})}{b\mu \ln \frac{R_K}{r_{еф}}}. \quad (5.36)$$

Прирівнюючи дебіти свердловин за формулами (5.35) і (5.36), одержимо:

$$\ln \frac{R_K}{r_{пр}} + S = \ln \frac{R_K}{r_{еф}}, \text{ звідки знаходимо } r_{еф} \text{ або } S:$$

$$r_{\text{еф}} = r_{\text{пр}}/e^S, \quad (5.37)$$

$$S = \ln \frac{r_{\text{пр}}}{r_{\text{еф}}}. \quad (5.38)$$

Отже рівняння Дюпюї принципово можна використовувати не лише для визначення дебіту реальних недосконалих свердловин, але і для оцінки скін-ефекту у привибійній зоні.

5.3 Оцінка ефективності наступних робіт після первинного розкриття пласта

У видобуванні вуглеводнів процеси первинного і вторинного розкриття пластів, виклику припливу пластового флюїду та освоєння свердловини є тимчасовими. Природно, що у привибійній зоні свердловини (ПЗС) з часом відбуваються певні фізичні та фізико-хімічні явища, що змінюють властивості ПЗС. Яким чином можна врахувати ці зміни, які в першу чергу впливають на дебіт свердловини?

Після первинного розкриття в необсаджений свердловині проводиться дослідження пластовипробувачем, наприклад методом пробних відкачок (дослідження на стаціонарних режимах), на основі якого можуть бути розраховані комплексні (фільтраційні) характеристики привибійної зони (коефіцієнт провідності $\varepsilon = kh/\mu$, коефіцієнт рухливості k/μ , проникність системи k). За необхідності можна розрахувати і деякі інші характеристики (коефіцієнт пружності і коефіцієнт п'єзопровідності ПЗС).

Розгляд цього питання проведемо на прикладі досконалої свердловини. Позначимо експериментально дебіт свердловини після первинного розкриття, який визначається Q_1 :

$$Q_1 = 2\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \cdot \frac{\Delta P_1}{b_1 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = 2\pi \varepsilon_1 \frac{\Delta P_1}{b_1 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}, \quad (5.39)$$

де ΔP_1 , – виміряна депресія на пласт.

При відомих ($Q_1, \Delta P_1, R_K, b_1$ і r_c із (5.39) обчислюють:

$$\varepsilon_1 = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{Q_1}{\Delta P_1} \cdot \frac{b_1 \cdot \ln(R_K/r_c)}{2\pi}, \text{ потім } \left(\frac{k}{\mu}\right)_1 \text{ і } k_1.$$

Якщо свердловина недосконала за ступенем розкриття, дебіт свердловини дорівнює Q'_1 :

$$Q'_1 = \frac{2\pi}{b_1} \cdot \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \cdot \frac{\Delta P'_1}{\ln(R_K/r_c) + C_1}, \quad (5.40)$$

де C_1 – коефіцієнт додаткових спротивів внаслідок зміни геометрії течії до недосконалої за ступенем розкриття свердловини, що визначається за спеціальними графіками.

Після завершення усіх робіт у свердловині (спуск і цементування обсадної колони, перфорація (вторинне розкриття), виклик припливу і освоєння), які відбуваються протягом певного часу, інколи значного, коефіцієнт провідності привибійної зони свердловини може змінитись і стати рівним:

$$\varepsilon_2 = (kh/\mu)_2, \text{ або } \varepsilon_2 = a \cdot \varepsilon_1, \quad (5.41)$$

де a – числовий коефіцієнт, що враховує зміну провідності ПЗС внаслідок різних процесів, що протікають в ПЗС після первинного дослідження (розкриття) до моменту вторинного дослідження ($a \leq 1$).

Зміна провідності можлива внаслідок зміни проникності системи, в'язкості продукції і товщини пласта. Зміна провідності, пов'язана зі зміною проникності, оцінюється скін-ефектом S .

Вторинне дослідження свердловини методом пробних відкачок проводять після освоєння свердловини. При цьому дебіт свердловини може бути обчислений за рівнянням:

$$Q_2 = 2\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 \cdot \frac{\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_{\text{еф}}}\right)} = 2\pi \varepsilon_2 \frac{\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_{\text{еф}}}\right)}, \quad (5.42)$$

де $r_{\text{еф}}$ – ефективний радіус свердловини.

Ефективний радіус свердловини – радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої дорівнює дебіту недосконалої свердловини з додатковими спротивами течії продукції у свердловину внаслідок зміни геометрії течії (коефіцієнт C) і внаслідок зміни проникності ПЗС обумовленої скін-ефектом (коефіцієнт S).

Ефективний радіус свердловини обчислюють за формулами (5.37) або (5.42). Підставляючи $r_{\text{еф}}$ з (5.37) і ε_2 з (5.41) в (5.42), одержимо:

$$Q_2 = a \varepsilon_1 \cdot \frac{2\pi \Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K \cdot e^S}{r_{\text{пр}}}\right)}, \quad (5.43)$$

де Q_2 , ΔP_2 – експериментально виміряні, відповідно, дебіт свердловини і депресія;

S – числова величина скін-ефекту.

Інтегральну оцінку ефективності робіт, що проводяться після первинного розкриття пласта, можна виконати, порівнюючи дебіти Q_1 і Q_2 :

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} = a \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{(\ln(R_K/r_{np})+S)} \cdot \frac{b_1}{b_2}. \quad (5.44)$$

Враховуючи, що $(\ln R_K/r_{np})/(\ln R_K/r_c)$ величина зворотна коефіцієнту досконалості φ , запишемо попередню формулу в наступному вигляді:

$$\eta = a \frac{1}{\left(\frac{1}{\varphi} + \frac{S}{\ln(R_K/r_{np})}\right)} \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}. \quad (5.45)$$

Формула (5.45) може бути використана для інтегральної оцінки процесів, що відбуваються в системі за час від попереднього дослідження до наступного.

Якщо в (5.42) підставимо вираз r_{ef} з (5.37), а ε_2 – із (5.41), одержимо:

$$Q_2 = a\varepsilon_1 \cdot \frac{2\pi\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K \cdot e^{(C+S)}}{r_c}\right)}. \quad (5.46)$$

Знаходимо коефіцієнт η :

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} = a \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{C+S}{\ln(R_K/r_c)}\right)} \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot \frac{b_1}{b_2}. \quad (5.47)$$

Формули (5.45) і (5.47) враховують всі зміни у привибійній зоні свердловини за період від первинного розкриття (первинного дослідження) до введення в експлуатацію (коли проводиться вторинне дослідження). Вони можуть бути використані не тільки для оцінки зміни геометрії течії, що враховується коефіцієнтами φ і C , але і для кількісної оцінки змін у ПЗС внаслідок процесів, що протікають у ній.

Контрольні питання

1. Яку свердловину називають гідродинамічно досконалою?
2. Яку свердловину називають гідродинамічно недосконалою?
3. Яку свердловину називають недосконалою за ступенем розкриття?
4. Яку свердловину називають недосконалою за характером розкриття?
5. Яку свердловину називають недосконалою за ступенем та характером розкриття?
6. Що розуміють під коефіцієнтом гідродинамічної досконалості свердловини?

7. Що розуміють під первинним розкриттям пласта?
8. Що розуміють під вторинним розкриттям пласта?
9. Що розуміють під первинним дослідженням свердловини?
10. Що розуміють під вторинним дослідженням свердловини?
11. Що розуміють під скін-ефектом?

6. ТИПОВІ КОНСТРУКЦІЇ ВИБОЇВ СВЕРДЛОВИН. ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ

6.1 Типові конструкції вибоїв свердловин

Частина свердловини, що розкрила продуктивний пласт, називається вибоєм. Цей елемент свердловини є важливим, так як протягом терміну експлуатації свердловини (а це десятки років) вибій визначає її ефективність і повинен задовольняти змінним умовам розробки, забезпечуючи:

- механічну міцність привибувальної зони без її руйнування;
- можливість вибіркового впливу на різні частини розкритого інтервала продуктивного горизонту як завдяки спрямованому вторинному розкриттю, так і внаслідок гідродинамічних або фізико-хімічних обробок;
- максимально можливий коефіцієнт гідродинамічної досконалості свердловини.

Залежно від властивостей продуктивного пласта і технологій вироблення запасів вуглеводнів, що істотно відрізняються, можна використовувати одну з наступних типових конструкцій вибоїв свердловин, наведених на рисунку 6.1:

1. з перфорованим вибоєм;
2. з вибійним хвостовиком;
3. з вибійним фільтром;
4. з відкритим вибоєм.

Незалежно від конструкції вибою після розкриття продуктивного горизонту у свердловині проводиться цикл геофізичних, а в продуктивному горизонті – ще й гідродинамічних досліджень; за отриманою інформацією вирішується низка важливих завдань.

1. Свердловини з перфорованим вибоєм (рис. 6.1, *a*) є найпоширенішими у нафтовидобувній промисловості в силу цілого ряду переваг, основними із яких є:

- надійна ізоляція пройдених гірських порід;
- можливість додаткового розкриття перфорацією тимчасово законсервованих нафтонасичених інтервалів у розрізі свердловини;
- простота поінтервального впливу на привибувальну зону у разі складної її будови;
- суттєве спрощення технології буріння, так як буріння під експлуатаційну колону ведеться долотом одного розміру до проектної позначки.

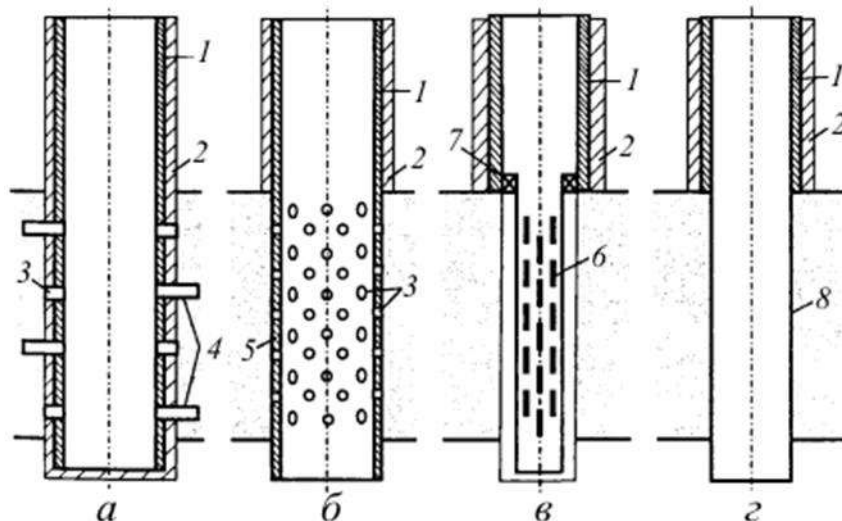


Рисунок 6.1 – Типові конструкції вибоїв свердловин

а – з перфорованим вибоєм; *б* – з вибійним хвостовиком; *в* – з вибійним фільтром; *г* – з відкритим вибоєм; 1 – обсадна колона; 2 – цементне кільце; 3 – перфораційні отвори; 4 – перфораційні канали; 5 – перфорований хвостовик; 6 – вибійний фільтр; 7 – сальник (пакер); 8 – відкритий вибій

Після розбурювання стовбура до проєктної позначки у свердловину спускають обсадну колону, яку цементують, а потім перфорують. У разі міцних колекторів така конструкція вибою буде довгостійкою.

2. Свердловини із вибійним хвостовиком (рис. 6.1, *б*) призначені для продуктивних горизонтів, представлених міцно зцементованими (дуже міцними) колекторами. Свердловина буриться до проєктної позначки, потім до неї спускається обсадна колона, нижня частина якої на товщину продуктивного горизонту має отвори. Після спуску обсадної колони проводиться її цементування вище покрівлі продуктивного горизонту; при цьому простір між стінкою і обсадною колоною на товщину продуктивного горизонту залишається вільним. Приплив у таку свердловину аналогічний припливу у досконалу свердловину, але вибій тут закріплений, що виключає зменшення діаметра свердловини навіть при частковому обваленні привибійної зони.

3. Свердловини із вибійним фільтром (рис. 6.1, *в*) призначені для слабозцементованих (пухких) колекторів. До покрівлі продуктивного горизонту свердловину бурять з діаметром, що відповідає діаметру експлуатаційної колони. Потім у свердловину спускають обсадні труби і проводять цементування. Продуктивний горизонт розбурюють

долотом меншого діаметра до підшви. Перекриття продуктивного горизонту здійснюється фільтром, що закріплюється у нижній частині обсадної колони на спеціальному сальнику. Фільтр призначений для запобігання надходженню піску у свердловину. Відома велика кількість фільтрів, що відрізняються не тільки за конструкцією, але й за матеріалом, з якого вони виготовляються.

4. Свердловини з відкритим вибоєм (рис. 6.1, з) призначені для однорідних стійких (міцних) колекторів. Нижня частина свердловини (до покрівлі продуктивного горизонту) не відрізняється від нижньої частини для свердловин з вибійним фільтром. Продуктивний горизонт розбурюється долотом меншого діаметра до підшви; при цьому стовбур свердловини проти продуктивного пласта залишається відкритим.

Така конструкція має найкращу гідродинамічну досконалість, але має обмежене поширення через низку недоліків, основними з яких є:

- обмеженість або неможливість експлуатації продуктивних горизонтів складної будови;
- невелика товщина продуктивного горизонту;
- неможливість експлуатації свердловини з великими депресіями внаслідок руйнування продуктивного горизонту (обвали ПЗС).

На основі описаних типових конструкцій вибоїв свердловин не виключається можливість створення їх модифікацій відповідно до особливостей продуктивного горизонту в кожному конкретному випадку (тобто обґрунтування конструкції вибою свердловини індивідуалізоване).

6.2. Вторинне розкриття пластів

Розглянемо основні методи перфорації свердловин із перфорованим вибоєм.

За принципом дії технічних засобів і технологій, що застосовуються для перфорації свердловин, усі методи можна розділити на:

- вибухові;
- гідродинамічні;
- механічні;
- хімічні.

1. До *вибухових методів* належать кульова, торпедна та кумулятивна перфорація (рис. 6.2).

Кульова перфорація здійснюється кульовим перфоратором, в якому є камери з вибуховою речовиною, детонатором і кулею діаметром 12,5 мм. Внаслідок миттєвого згоряння заряду тиск на кулю досягає 2 тис. МПа; під впливом цього тиску куля пробиває обсадну колону, цементний камінь і може проникати в породу, утворюючи перфораційний канал довжиною до 150 мм, діаметр якого 12 мм. В кульових перфораторах інших конструкцій тиск під час вибуху значно нижчий від 2 тис. МПа і становить 0,6–0,8 МПа, але тривалість його дії на кулю довша, що підвищує початкову швидкість вильоту кулі та її пробивну здатність. Довжина перфораційних каналів досягає 350 мм. Є кульові перфоратори з горизонтальними та вертикальними стволами.

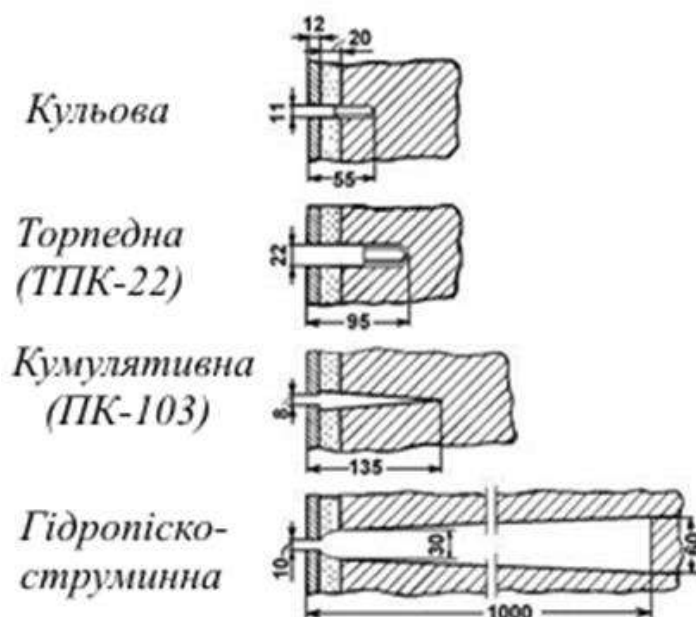


Рисунок 6.2 – Види перфорації обсадних колон

Торпедна перфорація здійснюється розривними снарядами діаметром 32 або 22 мм. Після пострілу при попаданні снаряда в гірську породу відбувається вибух внутрішнього заряду снаряда та додатковий вплив на гірську породу у вигляді утворення системи тріщин. Довжина перфораційних каналів при торпедній перфорації сягає 160 мм. Торпедна перфорація здійснюється апаратами з горизонтальними стволами.

Кумулятивна (безкулева) перфорація здійснюється внаслідок фокусування продуктів вибуху заряду спеціальної форми, зазвичай, конічної (рис. 6.3, 6.4). Заряд конічної форми облицьований тонким мідним листовим покриттям. При підриві заряду мідне облицювання заряду розплавляється, змішується з газами і у вигляді газометалевого фокусованого струменя прорізає канал у колоні, цементному камені та

гірській породі. Тиск у струмені сягає 0,3 млн. МПа, а швидкість струменя – 8 км/с. Утворюється перфораційний канал довжиною до 350 мм і діаметром до 14 мм. Кумулятивні перфоратори діляться на корпусні та безкорпусні (стрічкові); снаряди в них розміщуються завжди горизонтально.

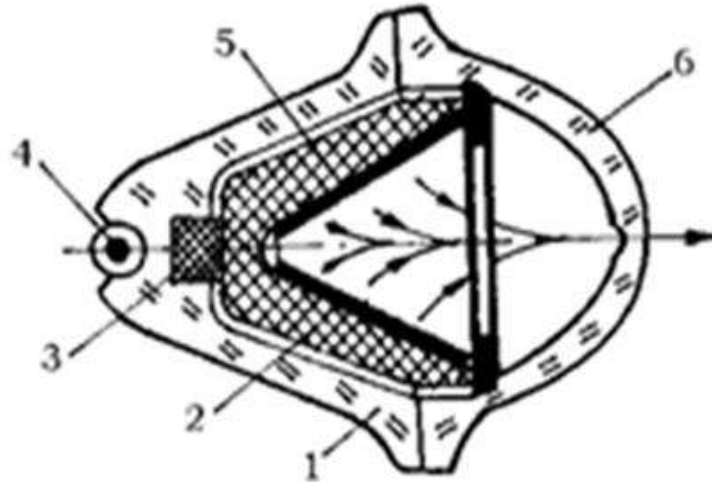


Рисунок 6.3 – Будова кумулятивного заряду

1 – скляний корпус; 2 – основний заряд (шашка); 3 – додатковий детонатор; 4 – детонувальний шнур; 5 – кумулятивна виїмка, обкладена мідним шаром; 6 – скляна кришка

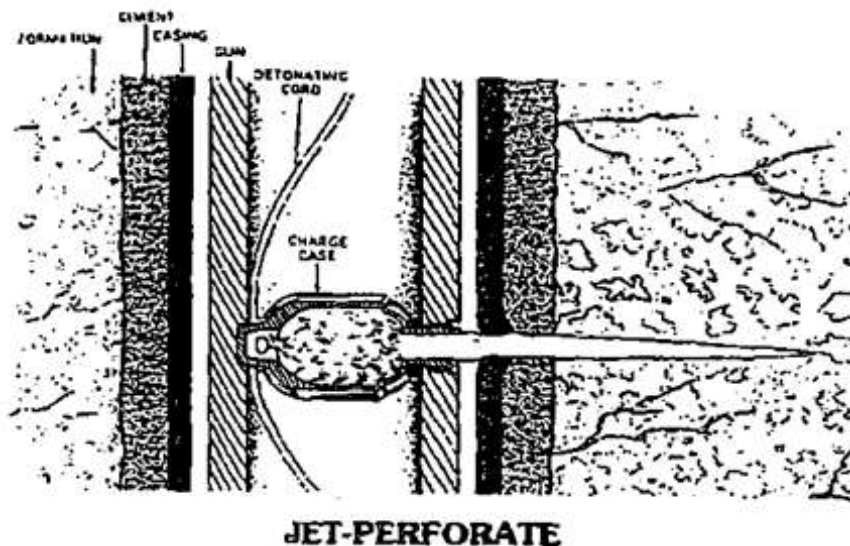


Рисунок 6.4 – Дія кумулятивного струменя

Нині кумулятивна перфорація є найпоширенішою, так-як дозволяє в широкому діапазоні регулювати характеристики зарядів, підбираючи найкращі для кожного конкретного продуктивного горизонту.

Проте, усім вибуховим методам притаманні певні недоліки, деякі з яких є дуже суттєвими. Так як при вибуху створюється високий тиск

і виникає ударна хвиля, в обсадній колоні і особливо в цементному камені виникають порушення, пов'язані з тріщиноутворенням, порушенням зв'язку цементного каменю з гірськими породами і обсадною колоною та втрата герметичності за колонного простору. У процесі експлуатації свердловини це призводить до за колонних перетоків.

Перфораційні канали, утворювані при вибухових методах, мають ущільнені стінки, а самі канали засмічені як продуктами вибуху, так і різними руйнівними деталями (герметизуюча гума, фрагменти стрічки стрічкових перфораторів тощо). При успішній кульовій перфорації в кінці перфораційного каналу знаходиться куля, що знижує ефективність фільтрації флюїду. При невдалій кульовій перфорації кулі застряють у колоні чи цементному камені. У будь-якому випадку при вибухових методах перфорації на внутрішній поверхні обсадної колони утворюються задирки, що ускладнюють або унеможливають проведення дослідницьких робіт у свердловині вимірювальними приладами.

2. Серед можливих *гідродинамічних методів* вторинного розкриття найефективнішою на сьогодні є *гідропіскоструминна перфорація*.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) відноситься не тільки до методів вторинного розкриття, але і до ефективних методів штучного впливу на привибійні зони свердловин із метою управління продуктивністю або приймальністю. Основою гідропіскоструминної перфорації є використання кінетичної енергії рідинно-піщаних струменів, що формуються в насадках спеціального апарата – гідропіскоструминного перфоратора. Високошвидкісні (до 100 м/с) рідинно-піщані струмені мають абразивну дію, що дозволяє спрямовано та ефективно діяти на обсадну колону, цементний камінь і гірські породи, створюючи в них канали різної орієнтації. Гідропіскоструминний перфоратор закріплюється на нижньому кінці колони НКТ (або колони гнучких труб при застосуванні колтюбінгової установки) і спускається у свердловину на задану глибину. На поверхні використовується спеціальне обладнання: гирлова арматура, насосні та піскозмішувальні агрегати тощо (рис. 6.5). Рідинно-піщана суміш закачується в НКТ насосним агрегатом під високим тиском.

При фіксованому положенні гідропіскоструминного перфоратора у свердловині в обсадній колоні і цементному камені утворюються великі отвори, а в породі – грушоподібні каверни, форма

яких показана на рисунку 6.6. Форма та розміри каверни залежать не тільки від міцності гірської породи, але і від швидкості рідинно-піщаних струменів; вмісту в рідині піску, його кількості і розмірів піщинок; тривалості впливу та фільтрації рідини. На початку каверна формується досить ефективно; у міру розширення каверни швидкість активного струменя в каверні знижується, а зворотний потік рідини гальмує активний струмінь і різко знижує ефективність формування каверни. Зазвичай, каверна заповнена піском.

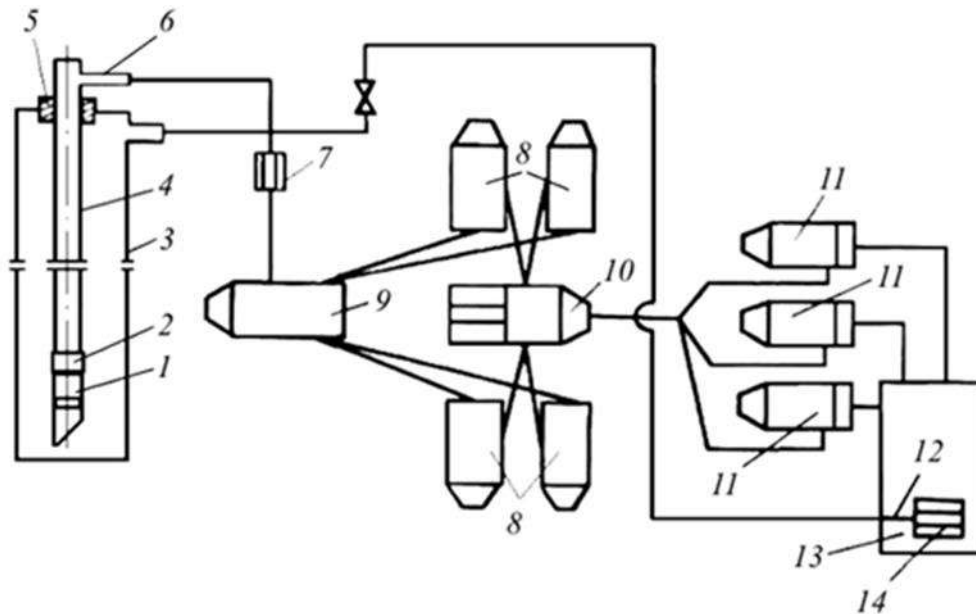


Рисунок 6.5 – Схема об'язки обладнання при проведенні гідропіскоструминної перфорації у свердловині

1 – гідропіскоструминний перфоратор; 2 – муфта-репер; 3 – обсадна колона; 4 – колона НКТ; 5 – сальник для ущільнення гирлової частини свердловини; 6 – зворотний клапан; 7 – фільтр для піску; 8 – високонапірні насосні агрегати; 9 – блок маніфольда; 10 – піскозмішувач; 11 – насосні агрегати низького тиску; 12 – викидна лінія у ємність; 13 – ємність для рідини; 14 – сито для уловлювання шламу

Перфорація здійснюється спеціальним піскоструминним апаратом, наприклад, АП-6м, що спускається у свердловину на НКТ (рис. 6.7).

Перфоратор на бічній поверхні корпусу *1* має шість отворів, в які вкручені шість насадок *6*. Насадки виготовляються зі спеціальних сплавів, стійких до дії рідинно-піщаної суміші (до стирання), діаметр прохідного отвору яких становить 3; 4,5 та 6 мм.

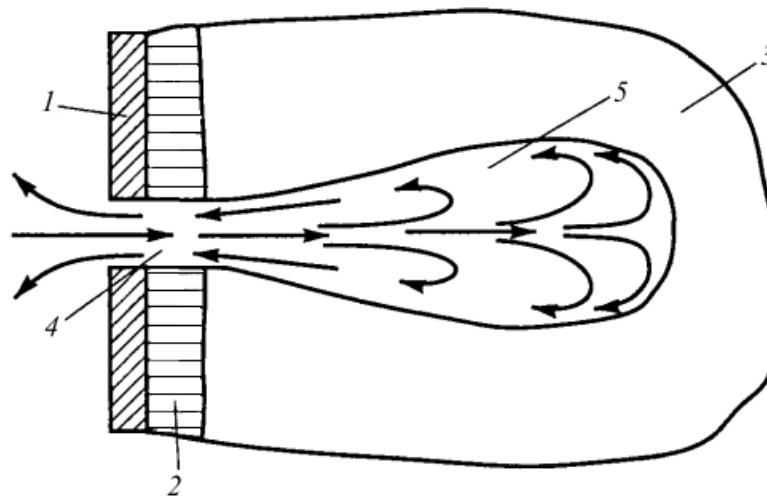


Рисунок 6.6 – Схема утворення грушоподібної каверни в породі при гідропіскоструминній перфорації

1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – гірська порода; 4 – круглий отвір; 5 – грушоподібна каверна

Перфоратор може бути використаний не тільки для перфорації, але і для різання труб; різання щілин (горизонтальних, вертикальних або гвинтових) тощо.

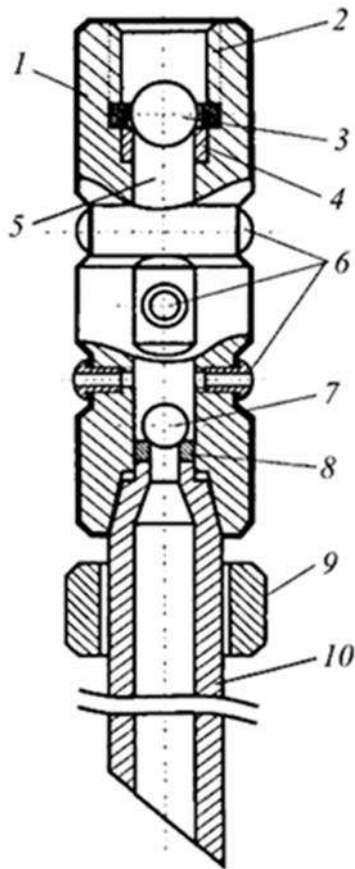
Після спуску перфоратора у свердловину та обв'язки наземного обладнання система має бути опресована тиском, що перевищує робочий в 1,5 рази. Перед опресовуванням у НКТ кидають верхню кулю великого діаметра (50 мм) 3, яка сідає на сідло 4. Після опресування системи закачуванням рідини в затрубний простір (пряме промивання) куля виноситься на гирло та витягується. Потім у НКТ скидають кулю малого діаметра 7, яка сідає в сідло 8, відсікаючи хвостовик 10 від порожнини перфоратора і НКТ. Перфоратор готовий до роботи.

Підготовлена рідинно-піщана суміш закачується в НКТ і, виходячи з насадок, здійснює перфорацію. Звичайна концентрація піску в рідині становить 80–100 кг/м³.

Основними вимогами до робочої рідини є:

- густина (щоб у процесі ГПП не виникало фонтанних проявів);
- в'язкість (щоб у процесі закачування не було осідання піску в будь-якому елементі системи);
- фільтраційна здатність (щоб у кавернах, що утворюються, не було її поглинання гірською породою);
- доступність у необхідних кількостях та її прийнятна вартість.

Зазвичай для ГПП використовують воду або нафту, 5 % розчин інгібованої соляної кислоти та інші рідини, що застосовуються у процесі нафтовидобутку; за необхідності рідина обважнюється спеціальними домішками: бентонітова глина, крейда тощо.



Об'єм робочої рідини залежить від схеми проведення процесу:

– закільцьована схема, при якій рідинно-піщана суміш використовується багаторазово (за необхідності її добавляють до системи);

– з відділенням піску та повторним використанням рідини;

– зі скиданням рідини та піску (наземне обладнання безперервно в процесі ГПП готує рідинно-піщану суміш).

Перша (закільцьована) схема краща, хоча у цьому випадку необхідно здійснювати ретельний та безперервний контроль за якістю рідинно-піщаної суміші. Очевидно, що вибір схеми проведення ГПП визначається економічними показниками, наприклад, собівартістю процесу.

Рисунок 6.7 – Принципова схема апарата для гідропіскоструминної перфорації АП-6м

1 – корпус перфоратора; 2 – різьба для з'єднання з НКТ; 3 – куля опресувального клапана; 4 – сідло опресувального (верхнього) клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижня куля малого діаметра; 8 – сідло нижнього кульового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

Залежно від схеми процесу, що реалізується, витрата рідини змінюється (за інших рівних умов) від 10 м³ до 100 м³, а витрата піску від 1 т до 10 т.

ГПП дозволяє отримувати перфораційні канали з чистою поверхнею та не змінювати проникність на стінках каверни (на відміну від вибухових методів перфорації, при яких стінки перфораційних каналів у гірській породі переущільнені).

При проведенні ГПП необхідно дотримуватися жорстких вимог регламентуючих документів щодо забезпечення життєдіяльності персоналу та охорони довкілля.

У процесі проведення ГПП внаслідок високих тисків нагнітання рідинно-піщаної суміші та значних гідравлічних опорів колона НКТ схильна до значних навантажень. Найнебезпечнішим перетином у колоні НКТ є верхній переріз (на гирлі свердловини). Необхідно перед здійсненням процесу провести перевірку верхнього різьбового з'єднання на розривне навантаження.

3. *Механічний метод* перфорації є порівняно новим і здійснюється перфоратором свердлильної дії, яким є, по суті, електричний дріль. Конструктивно цей перфоратор включає корпус і електродвигун. Свердло розташоване в корпусі горизонтально. У зв'язку з цим вихід свердла визначається діаметром корпусу, що інколи є недостатнім.

При цьому методі вторинне розкриття здійснюється свердлінням отворів діаметром 14 – 16 мм; при свердлінні обсадної колони тиск на цементний камінь малий, і він не пошкоджується. При відповідному виході свердла просверджується не тільки обсадна колона і цементний камінь, але й частина гірської породи. Поверхня такого каналу гладенька, а гірська порода не ущільнена. Відсутні задирки і на внутрішній поверхні обсадної колони.

Як показало промислове використання свердлильних перфораторів, вони не пошкоджують цементного каменю, не порушують герметичності за колонного простору, дозволяють ефективно розкривати продуктивні горизонти поблизу водонафтового контакту, уникаючи передчасного обводнення свердловин, яке неминуче при вибухових методах. Недоліком свердлильного перфоратора є обмежений вихід свердла. Це не завжди забезпечує ефективне розкриття, особливо при ексцентричному розташуванні обсадної колони в цементному камені, що характерно для похило-скерованих свердловин.

4. До *хімічних методів* перфорації можна віднести такі, при яких вторинне розкриття відбувається внаслідок хімічної реакції, наприклад, металу з кислотою.

При хімічному методі обсадна колона довжиною, рівною товщині продуктивного горизонту або необхідному інтервалу розкриття, просверджується відповідно до обраної щільності перфорації перед спуском у свердловину. Зроблені в ній отвори закривають, наприклад, магнієвими пробками, з довжиною, що дорівнює сумі товщин обсадної колони і цементного кільця. Потім обсадну колону спускають у свердловину і цементують. Після схоплювання цементного розчину у свердловину закачують

розрахункову кількість розчину соляної кислоти, яку продавлюють до інтервала перфорації. Взаємодія солянокислотного розчину з магнієвими пробками призводить до їх розчинення; при цьому розкриваються просвердлені в обсадній колоні отвори та утворюються отвори в цементному камені. В результаті цього створюється хороший гідродинамічний зв'язок привибійної зони з порожниною свердловини.

Кожен із розглянутих методів вторинного розкриття має свої переваги і недоліки, іноді істотні.

Контрольні питання

- 1. Які бувають конструкції вибоїв свердловин?*
- 2. В яких випадках свердловини обладнують вибійним хвостовиком?*
- 3. В яких випадках свердловини обладнують вибійним фільтром?*
- 4. В яких випадках свердловини закінчують відкритим вибоєм?*
- 5. Назвіть основні методи перфорації свердловин?*
- 6. Які види перфорації належать до вибухових методів?*
- 7. Поясніть метод кульової перфорації.*
- 8. Поясніть метод торпедної перфорації.*
- 9. Поясніть метод кумулятивної перфорації.*
- 10. Поясніть метод піскоструминної перфорації.*
- 11. Поясніть метод механічної перфорації.*
- 12. Поясніть метод хімічної перфорації.*

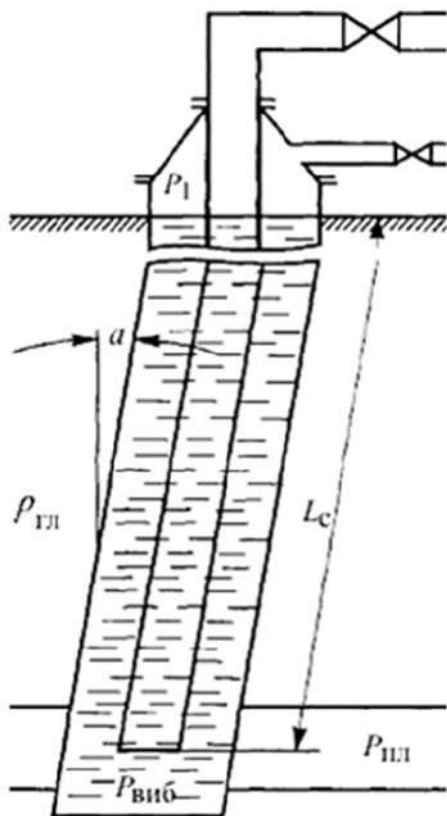
7. ВИКЛИК ПРИПЛИВУ І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Виклик припливу – технологічний процес зниження протитиску на вибої непрацюючої свердловини, ліквідації репресії на пласт і створення депресії, під дією якої починається фільтрація флюїду з пласта в свердловину.

Освоєння свердловини – комплекс технологічних та організаційних заходів, спрямованих на переведення непрацюючої свердловини з тієї чи іншої причини, в розряд діючих.

Основною метою виклику припливу та освоєння є зниження протитиску на вибої свердловини, заповненої спеціальною рідиною глушіння, та штучне відновлення або покращення фільтраційних характеристик привибійної зони для отримання відповідного дебіту або приймальності.

7.1. Фізичні основи виклику припливу і освоєння



Розглянемо схему, подану на рисунку 7.1. Свердловина заповнена до гирла рідиною глушіння. Тиск, що створюється стовпом цієї рідини на вибій свердловини, такий:

$$P_{\text{виб}} = \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_c \cdot \cos\alpha + P_1, \quad (7.1)$$

де $P_{\text{виб}}$, P_1 – відповідно тиск на вибої та гирлі, Па;

$\rho_{\text{гл}}$ – густина рідини глушіння, кг/м³;

L_c – довжина стовбура свердловини, м;

α – кут відхилення стовбура свердловини від вертикалі, градус.

Якщо $P_{\text{виб}} > P_{\text{пл}}$, то на пласт діє репресія ΔP_p

$$\Delta P_p = P_{\text{виб}} - P_{\text{пл}}, \quad (7.2)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, Па.

Рисунок 7.1 – Схема свердловини, заглушеної рідиною глушіння

Під впливом цієї репресії частина рідини глушіння може поглинатися пластом. Процес зниження протитиску на пласт може бути здійснений різними технічними засобами; при цьому можливі наступні послідовно реалізовані варіанти зміни вибійного тиску:

1. Зростання вибійного тиску до максимальної величини $P_{\text{виб.мак}}$ – перша фаза виклику припливу, при якій поглинання пластом рідини глушіння зростає.

2. Зниження вибійного тиску до величини пластового тиску ($P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}}$) – друга фаза виклику припливу, при якій поглинання пластом рідини глушіння знижується до нуля.

3. Зниження вибійного тиску нижче за величину пластового і створення певної депресії – третя фаза виклику припливу:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}, \quad (7.3)$$

Таким чином, перша та друга фази – фази поглинання, а третя – фаза припливу. Фізичні основи виклику припливу та освоєння свердловини полягають у дослідженні ступеня та характеру зміни протитиску на пласт, що пов'язано з необхідністю проведення низки гідродинамічних обчислень технологічних процесів виклику припливу та освоєння.

Відомо кілька методів і багато способів виклику припливу і освоєння. Вибір того чи іншого з них залежить від низки критеріїв.

7.2. Критерії вибору методу виклику припливу

Можливості і технічна реалізація методів виклику припливу та освоєння свердловин істотно різняться. Вибір оптимального методу для конкретних умов залежить від наступних критеріїв:

1. Величина пластового тиску:

- з нормальним пластовим тиском (тиск дорівнює гідростатичному, обчисленому при густині води $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$);
- зі зниженим пластовим тиском (тиск нижчий гідростатичного) або з аномально низьким пластовим тиском (АНПТ);
- з підвищеним пластовим тиском (тиск вищий гідростатичного) або з аномально високим пластовим тиском (АВПТ).

При виборі методу виклику припливу свердловин, що розкрили поклади з АНПТ або АВПТ, зазначений критерій слід розглядати як визначальний.

2. Коефіцієнт проникності привибійної зони свердловини, насиченої різними флюїдами:

- з низькою проникністю;
- з високою проникністю.

При цьому необхідно враховувати зміну проникності протягом усього періоду від первинного розкриття до початку виклику припливу.

3. Механічна міцність колектора:

- пухкі, слабозцементовані породи;
- міцні, добре зцементовані породи.

4. Фільтраційні характеристики привибійної зони (коефіцієнти рухливості k/μ та гідропровідності kh/μ).

5. Наявні технічні засоби зниження вибійного тиску.

Врахування вищенаведених критеріїв при виборі методу виклику припливу дозволить отримати найкращий техніко-економічний ефект.

7.3. Методи та способи виклику припливу і освоєння свердловин

Методи виклику припливу і освоєння свердловин можна класифікувати наступним чином:

I. Метод полегшення стовпа рідини у свердловині (рідини глушіння).

II. Метод зниження рівня.

III. Метод «миттєвої» депресії.

Загальна характеристика та умови ефективного застосування

Загальна характеристика методів виклику припливу і освоєння зводиться до розгляду зміни вибійного тиску в функції часу, а умови ефективного застосування визначаються сукупністю параметрів, що відображають геологічні, технологічні, технічні та організаційні чинники з урахуванням відомих критеріїв.

Розглянемо усі відомі методи (рис. 7.2).

I. *Метод полегшення стовпа рідини у свердловині* (рис. 7.2, а): реалізується різними способами, але найбільшого поширення набуло промивання. При промиванні свердловини в період часу $0 - t_1$ (досягнення рівнем розділу рідин підосви НКТ) виникає 1-а фаза – фаза зростання поглинання пластом рідини глушіння. Внаслідок цього відбувається додаткова зміна фільтраційних характеристик ПЗС. Саме тому вибору рідини глушіння має приділятися особлива увага, виходячи з вимоги збереження фільтраційних характеристик ПЗС. У період часу $t_1 - t_2$ (2-а фаза – зниження поглинання) об'єм поглинання пластом рідини знижується. Таким чином, у період часу $0 - t_2$ рідина глушіння поглинається пластом. Об'єм поглиненої рідини $V_{\text{погл.}}$ в цей

період можна розрахувати, знаючи коефіцієнт приймальності $K_{пр.}$, величину пластового тиску $P_{пл}$ і характер зміни вибійного тиску $P_{виб}(t)$, тобто:

$$V_{погл} = f(K_{пр.}, P_{пл}, P_{виб}(t), t). \quad (7.4)$$

У період $t > t_2$ (реалізується 3-я фаза – фаза припливу рідини з пласта внаслідок створення депресії ΔP).

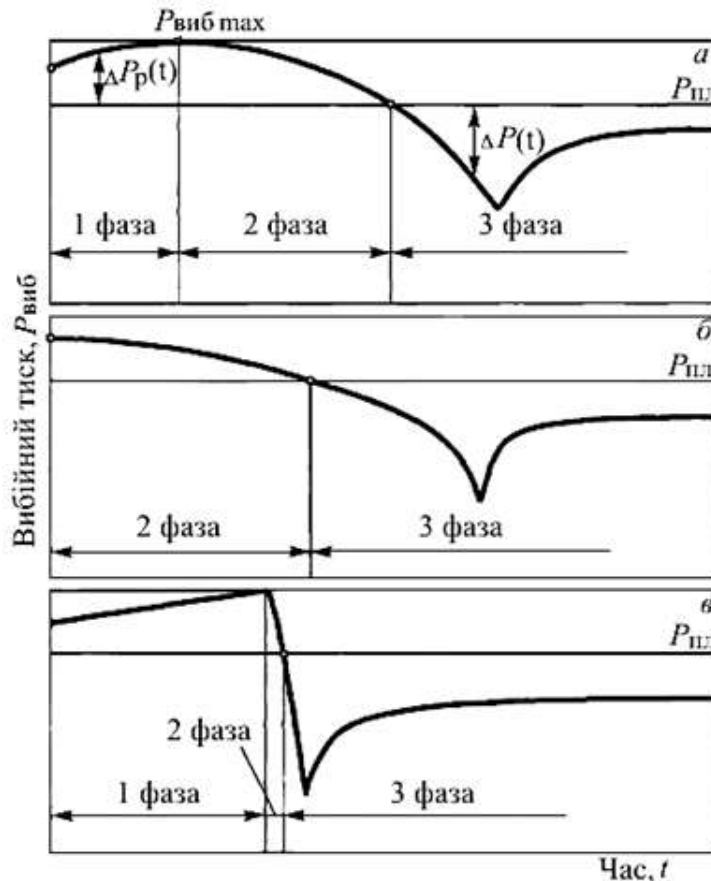


Рисунок 7.2 – Зміна вибійного тиску в часі

а – метод полегшення стовпа рідини; *б* – метод зниження рівня; *в* – метод «миттєвої» депресії

II. Метод зниження рівня (рис. 7.2, б).

Особливістю цього методу є відсутність першої фази, що надає йому перевагу, завдяки меншому «забрудненню» ПЗС у період виклику припливу.

III. Метод «миттєвої» депресії (рис. 7.2, в).

Особливістю цього методу є короткочасність 2-ої фази ($t_1 - t_2$).

Способи виклику припливу та освоєння

До першого методу (полегшення стовпа рідини у свердловині) належать:

1. Промивання (пряме, зворотне, комбіноване), які здійснюються різними рідинами.

2. Закачування газоподібного агента (газліфт).

3. Закачування пінних систем.

До другого методу (*зниження рівня*) належать:

1. Тартання желонкою.

2. Свабування.

3. Зниження рівня глибинним насосом. Цей метод широко застосовується тоді, коли передбачається експлуатація свердловини глибинним насосом.

До третього методу (*«миттєвої» депресії*) належать:

1. Спосіб падаючого корка.

2. Протискання рідини глушіння в пласт.

Метод *полегшення стовпа рідини у свердловині* реалізується заміною важкої рідини на легшу шляхом промивання. Розрізняють кілька способів промивання:

– пряме промивання – закачування рідини здійснюється в затрубний простір, а вихід – через колону НКТ;

– зворотне промивання – закачування рідини здійснюється в НКТ, а вихід – через затрубний простір;

– комбіноване промивання – перемикання з прямого промивання на зворотне або навпаки.

Незалежно від способу промивання компоновка обладнання, що спускається у свердловину, включає:

1) насосно-компресорні труби (НКТ);

2) НКТ із циркуляційним клапаном і пакером.

В обох варіантах спуск обладнання може здійснюватись або на всю глибину (довжину) свердловини, або на меншу глибину (довжину). Схеми деяких можливих компоновок і варіантів промивання показано на рисунку 7.3.

Суть *компресорного способу* полягає у закачуванні в свердловину компримованого газу, що дозволяє зменшити густину утвореної газорідинної суміші в широкому діапазоні, розширюючи можливість виклику припливу і освоєння свердловини. Спосіб надзвичайно ефективний, але вимагає наявності джерел газу.

Для реалізації способу у свердловину спускають НКТ із перепускним пристроєм, установленим на деякій (граничній $H_{гр}$) глибині нижче статичного рівня рідини.

Розглянемо процес виклику припливу і освоєння на прикладі прямого закачування газу.

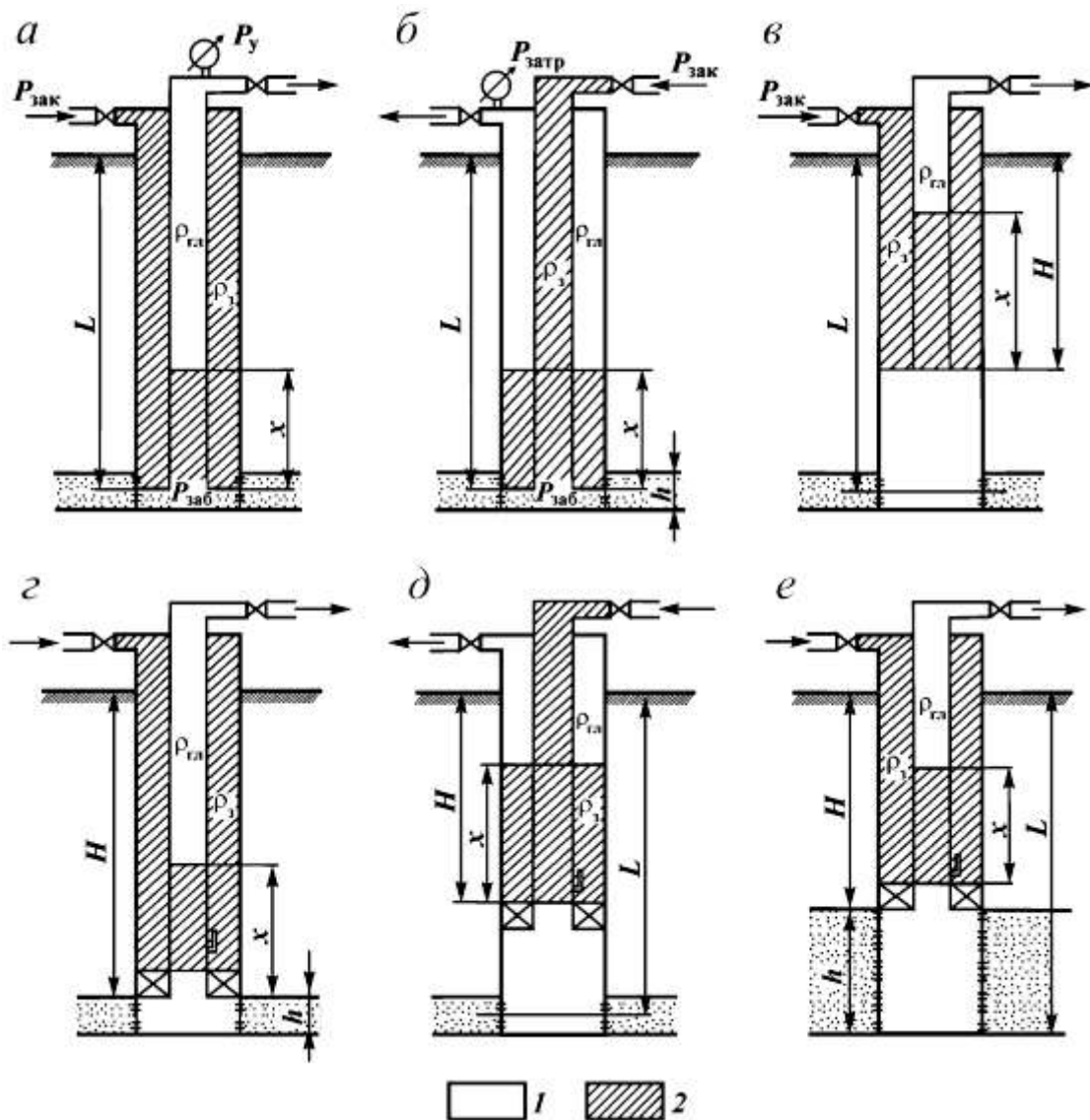


Рисунок 7.3 – Схеми компоновок деяких варіантів промивання

а, б, в – безпакерна схема; г, д, е – пакерна схема; а, в, г, е – пряме закачування; б, д – зворотне закачування; 1 – рідина глушіння; 2 – рідина закачування

Компримований газ, що закачується в затрубний простір, впливає на статичний рівень рідини. Через перепускний пристрій газ перетікає в НКТ, призводячи до підвищення в них стовпа рідини над перепускним пристроєм (приймаємо, що поглинання рідини пластом не відбувається). Після досягнення в затрубному просторі межі розділу «рідина–газ» перепускного пристрою газ через нього надходить в НКТ, загазовуючи рідину. В результаті густина газорідинної суміші, що утворюється в НКТ, знижується, її рівень піднімається до гирла і починається перелив. Вибійний тиск

знижується нижче пластового, утворюється депресія і свердловина починає працювати.

Якщо при цьому вибійний тиск не знижується нижче пластового, проводять продування газом тієї частини НКТ, в якій знаходиться газорідинна суміш, викидаючи її з НКТ, а потім знижують тиск газу, що подається. При цьому вибійний тиск суттєво знижується і починається приплив рідини з пласта.

Сутність способу зводиться до розрахунку процесу руху газу і рідини в НКТ і в затрубному просторі, основне питання полягає у визначенні граничної глибини установа перепускного пристрою $H_{гр}$, при відомому робочому тиску компресора P_K .

Метод виклику припливу і освоєння за допомогою піни. Піна – двофазна система, яка складається з розчину піноутворювальної поверхнево-активної речовини (ПАР) і газу (повітря). В нафтопромисловій практиці для виклику припливу і освоєння свердловини використовуються піни на основі водного розчину ПАР (наприклад сульфанолю) і повітря (газу). Особливістю піни є можливість регулювання в широких межах її густини.

Одержання піни можливе за двома технологіями:

1) приготування піни на поверхні з наступним її закачуванням у свердловину (*в наш час широко застосовується*).

2) приготування піни в свердловині шляхом закачування в свердловину окремо розчину ПАР і газу.

Для приготування піни на поверхні використовують спеціальний пристрій – аератор, на вхід якого подають розчини ПАР і газ, а на виході одержують піну.

Тартання желонкою – не лише спосіб виклику припливу й освоєння, але й історичний спосіб експлуатації свердловин із дуже низькими пластовими тисками. Здійснюється желонкою, що являє собою відрізок товстостінної труби (зазвичай, бурильної), в нижній частині якої розміщений зворотний клапан. Спускається в свердловину на канаті за допомогою лебідки. Об'єм желонки невеликий, тому процес виклику припливу тартанням досить повільний. Желонку, зазвичай, спускають в обсадну колону. Робота проводиться при відкритому гирлі, що являє деяку небезпеку, особливо при фонтанних проявах.

Свабування – спосіб зниження рівня рідини у свердловині зі спущеною колоною НКТ. Сваб являє собою трубу невеликого діаметра, на зовнішній поверхні якої закріплені еластичні ущільнювальні манжети, зовнішній діаметр яких співрозмірний із

внутрішнім діаметром НКТ. У нижній частині сваба встановлений зворотний клапан. Ущільнювальні манжети мають чашоподібну форму; при підйомі сваба вони розширюються завдяки тиску стовпа рідини над свабом, ущільнюючи зазор між зовнішнім діаметром манжет і внутрішнім діаметром НКТ. Сваб спускається в НКТ на лебідці. Глибина його занурення під рівень рідини визначається міцністю каната і потужністю приводу лебідки.

Свабування більш продуктивний спосіб і може здійснюватися з використанням фонтанної арматури зі спеціальним лубрикатором (тобто свердловина герметизується і викид неможливий)⁴.

Спосіб падаючого корка – суть способу полягає в тому, що колона НКТ, що спускається в свердловину, в нижній частині закривається спеціальним корком із нафторозчинного матеріалу. Під дією власної ваги колона НКТ спускається у свердловину до глибини, яка визначається з рівності сил опорів і власної ваги колони. За необхідності збільшення глибини спуску колони НКТ, у неї заливається певна кількість води, яка утримується в НКТ завдяки корку. Після спуску колони до розрахункової глибини, всередину НКТ кидають важкий предмет, який вибиває корок. Так, як стовп води в НКТ суттєво менший за стовп рідини глушіння у свердловині, після падіння корка в підшову НКТ виникає достатньо великий перепад тисків, під дією якого рідина глушіння із свердловини перетікає в НКТ, приводячи до швидкого зниження вибійного тиску і виклику припливу.

Протискання рідини глушіння в пласт – коли вся або більша частина рідини глушіння протискається в пласт внаслідок підключення компресора, тиск якого впливає на рівень рідини глушіння.

Коли розрахунковий об'єм рідини глушіння поглинутий пластом, компресор відключають, і тиск у газонаповненій частині свердловини різко знижується (стравлювання тиску газу в атмосферу). При цьому суттєво знижується і вибійний тиск, забезпечуючи надходження флюїдів із пласта в свердловину.

Кожному з розглянутих способів притаманні свої умови застосування для різних характеристик колекторів, що освоюються.

⁴ Свабування – історична технологія. Перед Другою світовою війною на переважній більшості промислів Прикарпаття видобуток нафти здійснювався шляхом тартання і свабування. У 1939 р. на Бориславських промислах із загальної кількості діючих нафтових свердловин 525 експлуатували цими способами і лише 100 – насосами.

Так, наприклад, метод «миттєвих» депресій не може бути застосований для освоєння низькопрониклих колекторів.

7.4. Особливості освоєння нагнітальних свердловин, пробурених у нафтонасиченій частині покладу

Категорія таких свердловин досить різноманітна і визначається системою розміщення свердловин на покладі (рядна чи площова) та прийнятою системою заводнення. При одній із систем внутрішньоконтурного заводнення бурять ряд свердловин для нагнітання води. Протягом деякого часу всі свердловини, пробурені в нафтонасиченій частині, експлуатуються як видобувні з максимально можливим дебітом, щоб знизити пластовий тиск поблизу них для зниження тиску нагнітання води, коли свердловини переведуть у розряд нагнітальних. Після цього періоду експлуатації, свердловини внутрішньоконтурного ряду через одну освоюють під нагнітання; одна свердловина ряду працює як нагнітальна, а сусідня – як видобувна з максимально можливим дебітом. Таким чином внутрішньоконтурний ряд представлений чергуванням нагнітальних і видобувних свердловин. Всі видобувні свердловини нагнітального ряду працюють до появи в них води, що нагнітається в сусідні нагнітальні свердловини. При цьому передбачається, що після освоєння видобувних свердловин цього ряду під нагнітання води, в нафтонасиченій частині покладу формується лінійний фронт води, що нагнітається, яка переміщується в напрямку рядів видобувних свердловин і заміщує відібрану з покладу нафту.

Всі свердловини, що освоюються під нагнітання, умовно можна розділити на дві групи:

- 1) такі, що легко і швидко освоюються;
- 2) такі, що важко і довго освоюються.

До першої групи належать свердловини, які відкрили добре проникні міцно зцементовані колектори великої товщини. При освоєнні промиванням із допустимою кількістю зважених часток 3 – 5 мг/л такі свердловини мають високі питомі коефіцієнти приймальності і при допустимих вибійних тисках характеризуються високими стійкими витратами води. Вони, зазвичай, не вимагають спеціальних методів підвищення комплексних характеристик привибійної зони.

До другої групи належать свердловини, які відкрили колектори зниженої проникності, часто з низькою стійкістю і невеликої

товщини. Успішне освоєння таких свердловин можливе лише при використанні методів штучного підвищення комплексних характеристик ПЗС. Але, навіть при цьому, питомі коефіцієнти приймальності в них невисокі, а з часом приймальність знижується. Закачування води в такі свердловини пов'язане з її ретельною підготовкою і з особливими вимогами до вмісту зважених частинок.

Зазвичай освоєння нагнітальних свердловин ведеться багатьма з наведених способів, але жорстко контрольованим параметром залишається кількість зважених частинок.

Контрольні питання

- 1. Що розуміють під технологічним процесом – виклик припливу?*
- 2. Що розуміють під технологічним процесом – освоєння свердловин?*
- 3. Який тиск називається аномально низьким пластовим тиском?*
- 4. Який тиск називається аномально високим пластовим тиском?*
- 5. Який тиск називається нормальним пластовим тиском?*
- 6. Які бувають коефіцієнти проникності привибійної зони свердловини?*
- 7. Які бувають методи виклику припливу і освоєння свердловин?*
- 8. Як здійснюється виклик припливу за допомогою промивання?*
- 9. Як здійснюється виклик припливу за допомогою закачування газоподібного агента?*
- 10. Як здійснюється виклик припливу за допомогою закачування пінних систем?*
- 11. Як здійснюється виклик припливу за допомогою тартання желонкою?*
- 12. Як здійснюється виклик припливу за допомогою свабування?*
- 13. Як здійснюється виклик припливу за допомогою компресорного способу?*

8. ФОНТАННА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Фонтануванням свердловини називають явище піднімання рідини з вибою на поверхню завдяки пластовій енергії, а спосіб експлуатації – фонтанним.

Кількість видобутої із свердловин рідини за певний проміжок часу називається *дебітом рідини свердловини*. У промисловій практиці дебіт прийнято вимірювати у кубічних метрах за добу.

При фонтанному способі рідина і газ піднімаються по стовбуру свердловини від вибою на поверхню тільки під дією пластової енергії нафтового пласта. Фонтанний спосіб найекономічніший і, як природний, його застосовують на енергетично не виснажених родовищах. Цей спосіб видобутку займає незначну частку як за кількістю свердловин, так і за об'ємом видобутку нафти.

Якщо свердловини не можуть фонтанувати – їх переводять на один із механізованих способів видобутку нафти: газліфтний або насосний із витрачанням додаткової, штучно введеної у свердловину енергії.

8.1. Баланс енергії у видобувній свердловині. Класифікація способів експлуатації

Залежно від способу піднімання видобутої нафти у свердловинах розрізняють: фонтанний, газліфтний та насосні способи експлуатації. Піднімання флюїдів у стовбурі свердловини може відбуватися під дією пластової енергії ($E_{пл}$), або під дією пластової ($E_{пл}$) та штучно підведеної з поверхні у свердловину ($E_{шт}$) енергій. З пласта на вибій свердловини надходять флюїди, які мають потенціальну енергію, що зумовлена дією сил гідродинамічного тиску. У стовбурі свердловини енергія витрачається на подолання сили маси гідродинамічного стовпа суміші ($E_{ст}$), сил тертя вздовж шляху ($E_{т}$), місцевого ($E_{м}$) й інерційного ($E_{ін}$) опорів, які пов'язані з рухом, а також на транспортування продукції свердловини від гирла до пункту збирання і підготовки ($E_{тр}$). Рівняння балансу енергії в діючій свердловині можна записати у вигляді:

$$E_{пл} + E_{шт} = E_{ст} + E_{т} + E_{м} + E_{ін} + E_{тр}. \quad (8.1)$$

В загальному балансі енергія $E_{м}$ на подолання місцевих опорів становить дуже малу величину і нею можна знехтувати. Тоді рівняння балансу енергій у свердловині прийме наступний вигляд:

$$E_{\text{пл}} + E_{\text{шт}} = E_{\text{ст}} + E_{\text{т}} + E_{\text{ін}} + E_{\text{тр}}. \quad (8.2)$$

При $E_{\text{шт}} = 0$ рідина і газ піднімаються стовбуром свердловини від вибою на поверхню лише під дією пластової енергії нафтового покладу. Такий спосіб експлуатації свердловин називають *фонтанним*, причому фонтанування можливе як під дією природної енергії рідини $E_{\text{р}}$, так і природної енергії стисненого газу $E_{\text{г}}$. Тому фонтанний спосіб є найекономічнішим. Як природний спосіб, він притаманний лише щойно відкритим та енергетично не виснаженим родовищам. Тривалість періоду фонтанування свердловин можна значно продовжити якщо підтримувати в покладі пластовий тиск шляхом нагнітання води або газу.

При $E_{\text{шт}} > 0$ і $E_{\text{пл}} \geq 0$ спосіб експлуатації свердловини називають *механізованим*. Отже, якщо свердловини не можуть фонтанувати, їх переводять на механізовані способи видобування нафти: газліфтний або насосні, які характеризуються штучним введенням безпосередньо у свердловину додаткової енергії.

При газліфтному способі видобування нафти, для піднімання рідини на поверхню у свердловину подають (або нагнітають за допомогою компресорів) стиснений газ, тобто подають енергію розширення стисненого газу. У цьому випадку піднімання рідини (нафти, води) у свердловині відбувається внаслідок зменшення густини флюїду через створення механічної суміші рідини і вільного газу.

У насосних свердловинах піднімання рідини на поверхню здійснюється за допомогою штангових свердловинних насосів (ШСН) або занурених електровідцентрових насосів (ЕВН), які опускають у свердловину. На промислах у незначній мірі застосовують й інші види свердловинних насосів – електровинтові (ЕГН), гідропоршневі (ГПН), електродіафрагмові (ЕДН) тощо.

8.2. Типи фонтанних свердловин, види й умови фонтанування

Аналогічно до рівняння балансу енергії у видобувній свердловині (8.1) запишемо рівняння балансу тисків у фонтанній свердловині:

$$p_{\text{в}} - p_{\text{г}} = p_{\text{гст.ф}} + \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{ін}} \quad (8.3)$$

де $p_{\text{в}}$ – вибійний тиск (береться на рівні середини інтервала продуктивного пласта), Па;

p_{Γ} – тиск на гирлі (викиді) свердловини (гирловий тиск), Па;

$p_{\text{гст.ф}}$ – гідростатичний тиск стовпа флюїдів у свердловині (у загальному випадку нафти, води, газу), Па;

Δp_{Γ} – втрата тиску на гідравлічний опір (тертя), Па;

$\Delta p_{\text{ін}}$ – втрата тиску на інерційний опір (можна знехтувати через малу величину), Па.

Види фонтанування і типи фонтанних свердловин

Залежно від співвідношення тисків вибійного $p_{\text{в}}$ і гирлового p_{Γ} із тиском насичення нафти газом $p_{\text{н}}$ (від місцезнаходження початку виділення газу з нафти) можна виділити два види фонтанування і відповідні їм три типи фонтанних свердловин.

Першому типу свердловин відповідає артезіанське фонтанування ($p_{\text{в}} > p_{\text{н}}$, $p_{\Gamma} \geq p_{\text{н}}$) внаслідок гідростатичного напору (рис. 8.1, а). У свердловині рухається негазована (без вільного газу) рідина – відбувається переливання рідини (аналогічно артезіанським водяним свердловинам). У затрубному просторі між НКТ 1 і обсадною експлуатаційною колоною 2 є рідина. Газ із нафти виділяється за межами свердловини у викидній трубі.

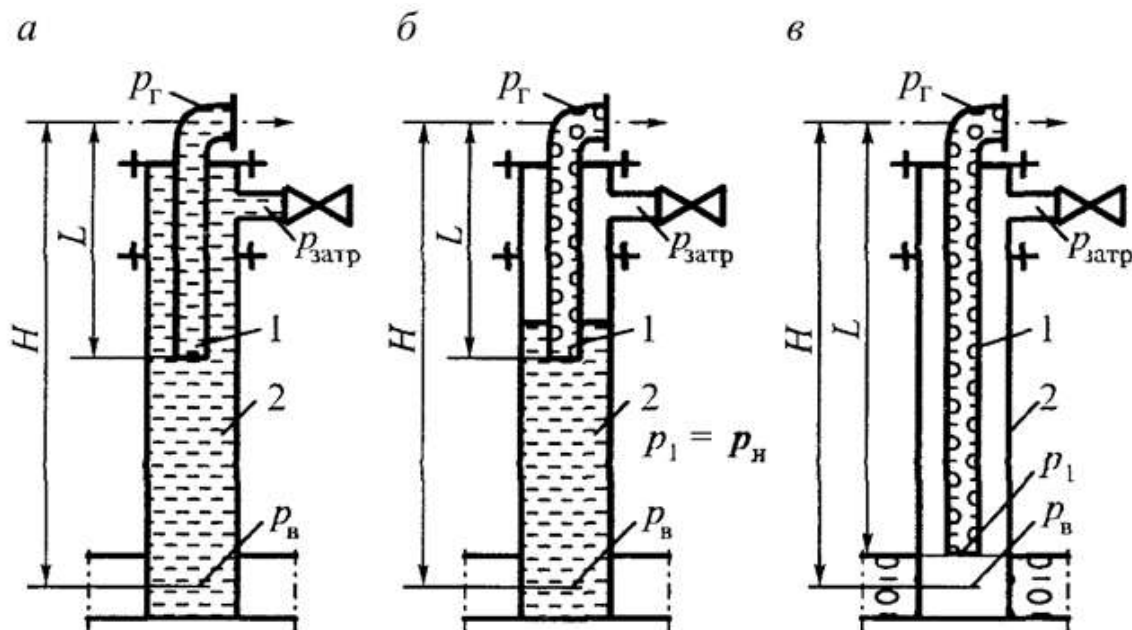


Рисунок 8.1 – Типи фонтанних свердловин і види фонтанування

а – артезіанське; б – газліфтне з початком виділення газу у свердловині; в – газліфтне з початком виділення газу в пласті; 1 – НКТ; 2 – обсадна експлуатаційна колона

Другому типу свердловин відповідає газліфтне фонтанування з початком виділення газу у стовбурі свердловини ($p_{\text{в}} \geq p_{\text{н}}$, $p_{\Gamma} < p_{\text{н}}$) (рис. 8.1, б). У пласті рухається негазована рідина, а у свердловині –

газорідинна суміш (рис. 8.1, б). Якщо тиск біля підшви НКТ $p_1 \geq p_n$, то в затрубному просторі на гирлі є газ і затрубний тиск, зазвичай, невеликий (0,1 – 0,5 МПа). Оскільки $p_1 \geq p_n > p_r$, то в міру піднімання нафти тиск знижується, збільшується кількість вільного газу, газ розширюється, зростає газовміст потоку, тобто фонтанування відбувається за принципом роботи газорідинного піднімача.

Третьому типу свердловин відповідає *газліфтне фонтанування* з початком виділення газу в пласті ($p_v < p_n, p_r < p_n$) (рис. 8.1, в). У пласті рухається газована рідина, на вибій і до підшви НКТ надходить газорідинна суміш. Після початку припливу основна маса газу захоплюється потоком рідини і надходить у НКТ. Частина газу виділяється (сепарується) і надходить в затрубний простір, де газ барботує у відносно нерухомій рідині. У затрубному просторі накопичується газ, рівень рідини знижується і сягає підшви НКТ. З часом настає стабілізація, і при $p_v < p_n$ рівень рідини завжди встановлюється біля підшви НКТ. Затрубний тиск газу, зазвичай, високий, майже сягає значення тисків p_1 і p_v . При витіканні газу із затрубного простору через канали негерметичності в різьбових з'єднаннях НКТ, обсадної колони, обладнання гирла рівень перебуватиме вище підшви НКТ. Чим менша витрата і в'язкість рідини, більша витрата газу через підшву і зазор між НКТ та експлуатаційною колоною, тим більше газу сепарується в затрубний простір.

Газліфтне фонтанування у будь-якому випадку обумовлюється зменшенням густини флюїду внаслідок створення механічної суміші рідини і вільного газу і, відповідно, гідростатичного тиску стовпа флюїду в свердловині.

8.3. Ускладнення в роботі фонтанних свердловин

Є кілька причин ускладнень на значній кількості родовищ, що розробляються. До таких ускладнень належать:

- відкладення у підйомному обладнанні або викидних лініях, а також у привибійній зоні свердловини (ПЗС) асфальтенів, смол, парафінів і церезинів;
- утворення піщаних корків на вибої свердловини та у підйомнику;
- відкладення солей у різних елементах системи;
- пульсації в роботі фонтанної свердловини;

– відкрите (нерегульоване) фонтанування при пошкодженні гирлової арматури або внаслідок утворення грифонів.

Парафінові відкладення

Нафта, що складається із суміші легких і важких вуглеводнів, за пластових умов знаходиться, зазвичай, у термодинамічній рівновазі. При зміні термобаричних умов у привибійній зоні і в свердловині, пов'язаних зі зниженням тиску і температури, порушується фазова рівновага і з суміші вуглеводнів виділяються газоподібні і тверді компоненти. Найважливішою характеристикою утворення твердої фази є температура кристалізації парафіну, що характеризує появу в суміші вуглеводнів перших мікрокристалів парафіну.

При зниженні тиску вільний газ, що виділяється з нафти, знижує її розчинну здатність і утворює межі розділу, які сприяють утворенню твердої фази у вигляді мікрокристалів парафіну та церезину, а також мікроагрегатів асфальтенів і смол. Мікрокристали і мікроагрегати твердої фази, що утворилися, можуть залишатися у зваженому стані і виноситися потоком суміші. В іншому випадку мікрокристали парафіну і церезину, а також мікроагрегати асфальтенів і смол відкладаються у вигляді нашарування твердої фази на внутрішній поверхні шорстких насосно-компресорних труб, особливо в муфтових з'єднаннях. У подальшому цей процес розвивається, знижуючи внутрішній переріз підйомника з відповідним зниженням дебіту свердловини. Встановлено, що глибина початку відкладень парафіну збігається з глибиною початку виділення газу. У подальшому під терміном «парафін» будемо розуміти тверді компоненти нафти, що формують відкладення.

Характерні профілі відкладень парафіну всередині підйомника показано на рисунку 8.2. Механізм і характер формування відкладень парафіну залежать від сукупності наступних чинників: тиску насичення в підйомнику $P'_{нас}$, газонасичення нафти (газовий фактор), температурного режиму роботи свердловини, вмісту парафіну в нафті, температури кристалізації парафіну, тиску на гирлі свердловини, обводнення продукції, стану внутрішньої поверхні підйомника (його шорсткість), типу цієї поверхні (гідрофільна або гідрофобна), характеру роботи свердловини (робота з постійним дебітом або в пульсуючому режимі) тощо.

Відкладення парафіну в підйомнику призводять до порушення нормальної роботи свердловини: зниження її дебіту та коефіцієнта корисної дії процесу підйому.

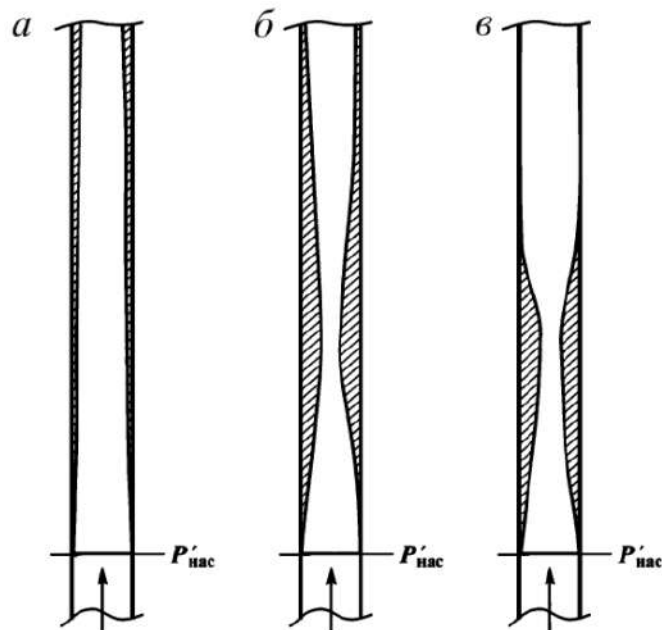


Рисунок 8.2 – Типові профілі відкладень парафіну в підйомнику
а – з постійним збільшенням відкладень до гирла свердловини; *б* – з частковим зривом відкладень потоком суміші до гирла свердловини;
в – з повним зривом відкладень до гирла свердловини

Для уникнення відкладення парафіну у процесі роботи свердловини створюють умови, що запобігають формуванню відкладень парафіну або полегшують їх зрив із внутрішньої поверхні підйомника.

Цей підхід включає такі методи: зниження шорсткості внутрішньої поверхні НКТ шляхом нанесення на неї скла, емалі, епоксидної смоли або спеціальних лаків; використання спеціальних хімічних реагентів, які називаються інгібіторами парафіновідкладень. Сутність такого методу полягає не тільки в гідрофілізації внутрішньої поверхні підйомника завдяки адсорбції на ній хімічних реагентів, але і в адсорбції цих реагентів на кристалах парафіну, що утворилися, і формуванні на них тонкої гідрофільної плівки, яка перешкоджає росту кристалів парафіну, їх злипанню та відкладенню твердої фази на стінах НКТ. Сьогодні застосовуються інгібітори парафіновідкладень на базі водорозчинних і нафторозчинних ПАР.

Піщані корки

Зазвичай, ці проблеми пов'язані або з фільтрацією в пухких слабо зцементованих колекторах, або з неприпустимим зниженням вибійного тиску та руйнуванням навіть добре зцементованих теригенних колекторів. В обох випадках (за відсутності відповідного обладнання вибоїв свердловин) у процесі експлуатації на вибої

свердловини може утворюватись піщаний корок. З гідродинамічної точки зору його утворення пов'язане з недостатньою швидкістю висхідного потоку продукції в інтервалі вибій–підшва фонтанного ліфта. Піщинки, що надходять з привибійної зони, у цьому випадку осаджуються, формуючи на вибої піщаний корок. З часом розміри та щільність корка зростають, що призводить до різкого зниження дебіту свердловини аж до її зупинки.

Запобігти утворенню піщаного корка можна використанням спеціальних хвостовиків, які являють собою насосно-компресорні труби меншого, ніж підйомник, діаметра, що спускаються до нижніх перфораційних отворів. Швидкість руху флюїду у хвостовику має бути більшою за швидкість осадження піщинок.

Відкладення солей

Розробка нафтових родовищ на сучасному етапі характеризується необхідністю вилучення величезної кількості попутних вод, які мають різне походження, різний хімічний склад. Основною причиною відкладень солей є перенасичення вод неорганічними солями. Ці причини солевідкладення поділяються на дві групи:

– гідрогеохімічні умови продуктивних горизонтів – речовинний склад і фізичні властивості порід-колекторів, термобаричні умови, хімічний склад і мінералізація пластових вод;

– склад вод, що закачуються в пласт із метою підтримання пластового тиску, та геолого-промислові умови розробки.

Геохімічні дослідження показують, що незалежно від складу вод, що закачуються для підтримання пластового тиску (ППТ), вони насичуються сульфатами і карбонатами під впливом гідрогеохімічних умов продуктивних горизонтів. При цьому утворюються нові за складом води, хімічно несумісні з пластовими водами, які в процесі змішування утворюють осади; з іншого боку – ці води пересичуються і сприяють накопиченню осадів при термобаричних і гідродинамічних умовах, що мають місце у видобувних свердловинах і депресійних зонах.

На родовищах, де в осадовій товщі відсутні соленосні відкладення і мінералізація вод невисока, у складі солей, що випадають в нафтопромисловому обладнанні, переважають карбонати кальцію. Присутність соленосних товщ у розрізі родовища, зазвичай, сприяє високій мінералізації пластових вод і зумовлює випадання осадів, основними компонентами яких є сульфат барію або кальцію, іноді їх суміш.

Несумісність пластової води з водою, що закачується, також може бути причиною пересичення вод, які добуваються попутно. Дослідження показують, що кількість осадів, які випадають при змішуванні вод, залежить від співвідношення об'ємів пластової і закачуваної води, досягаючи максимуму при їх співвідношенні приблизно 0,8. Однією з причин відкладення солей можуть слугувати водорозчинні компоненти нафти, зокрема, нафтеніві кислоти та їх солі. Передбачається, що при змішуванні води з нафтою і турбулізації потоку в процесі підйому водорозчинні компоненти нафти переходять у воду і є причиною відкладення солей. Відомі й інші причини утворення солей.

В цілому механізм утворення відкладень солей складний і є сукупністю процесів пересичення вод, що добуваються попутно, зародкоутворення, росту кристалів і перекристалізації.

Найкращою гарантією для безаварійної експлуатації свердловин є запобігання відкладенню солей. Для цього використовуються відповідні інгібітори солевідкладень, які закачуються в привибійну зону свердловини.

До сучасних інгібіторів відкладення солей ставляться вимоги не тільки високої інгібуючої здатності, але і швидкої та найповнішої адсорбції на поверхні породи при закачуванні та повільної і повної десорбції в процесі експлуатації свердловин. Підбір інгібітора відкладення солей, з урахуванням його адсорбційно-десорбційної здатності, дозволяє забезпечити раціональне винесення реагента з привибійної зони свердловини і збільшити тривалість та ефективність запобігання солевідкладенням.

Пульсації

Пульсації у роботі фонтанних свердловин небажані, тому, що вони викликають нераціональну витрату енергії, знижують ККД підйому продукції і часто приводять до припинення фонтанування, так-як свердловина починає працювати в періодичному режимі. Найреальнішим і дієвим методом уникнення пульсацій є створення умов роботи фонтанної свердловини, за яких тиск біля підшви більший або дорівнює тиску насичення, а коефіцієнт природної сепарації вільного газу біля підшви дорівнює нулю.

За технологічної неможливості експлуатації фонтанних свердловин на такому режимі ефективною є установка на розрахунковій глибині підйомника пускового клапана, який періодично перепускає газ із затрубного простору в НКТ, не

допускаючи відтиснення рівня рідини в затрубному просторі до підошви підйомника.

Відкрите фонтанування

Такий вид фонтанування відноситься до аварійних ситуацій і досить рідкісний. Для запобігання відкритому фонтануванню навіть при непередбачуваному аварійному порушенні гирлової арматури використовують відсікачі, які встановлені в свердловині, і які при порушенні заданого технологічного режиму її роботи відсікають продукцію пласта і її надходження до підйомника. Є багато різних конструкцій відсікачів.

Серйозною аварією є виникнення грифону. Грифон утворюється при втраті герметичності між стінками свердловини та цементним каменем (обсадною колоною). При цьому пластова продукція надходить на поверхню цим каналом, часто з виникненням пожежі на поверхні, що може призвести до втрати свердловини.

8.4. Обладнання нафтових свердловин при фонтанній експлуатації

Різноманітні умови розробки нафтових родовищ та експлуатації свердловин визначають певні досить жорсткі вимоги до обладнання фонтанних свердловин. Не менш жорсткі вимоги до обладнання диктуються законами безпеки людини, охорони надр, довкілля та забезпечення умов життєдіяльності працюючого персоналу.

Обладнання фонтанних свердловин складається з наступних елементів: колонна головка, фонтанна арматура та маніфольди.

Колонна головка призначена для обв'язування гирла свердловини з метою герметизації міжтрубних просторів, обв'язування обсадних колон та установлення фонтанної арматури. Залежно від кількості обсадних колон, спущених у свердловину, випускаються одно-, дво-, три-, чотири- і п'ятиколонні головки, які повинні задовольняти наступним вимогам:

- надійна герметизація міжтрубних просторів;
- можливість контролю за тиском у всіх міжтрубних просторах;
- швидке та надійне кріплення підвіски обсадних колон;
- універсальність (можливість використання різних обсадних колон);
- швидкий та зручний монтаж;
- мінімально можлива висота;

– висока надійність (у процесі експлуатації свердловини колонна головка не підлягає ремонту).

Колонні головки випускаються на різний тиск від одиниць МПа до десятків МПа. У процесі буріння на колонній головці монтується превентори. Перед експлуатацією свердловини превентори демонтують і на колонну головку встановлюють фонтанну арматуру.

Фонтанна арматура призначена для:

- підвішування однієї або двох колон НКТ;
- герметизації та контролю простору між колонами НКТ і внутрішньою поверхнею експлуатаційної обсадної колони (затрубний простір);
- проведення різних технологічних операцій при виклику припливу, освоєнні, експлуатації, дослідженні та ремонті;
- направлення продукції свердловини на вимірвальну установку;
- регулювання режиму роботи свердловини та проведення глибинних досліджень шляхом спуску приладів у підйомник;
- закриття свердловини (за необхідності).

Фонтанні арматури випускаються для різноманітних умов експлуатації і розрізняються як за конструкцією, так і за міцнісними характеристиками:

- за робочим тиском;
- за розмірами прохідного стовбура;
- за конструкцією фонтанної ялинки: хрестові (АФК) і трійникові (АФТ);
- за кількістю рядів НКТ, що спускаються в свердловину: однорядні та дворядні;
- за типом запірних пристроїв: із засувками або кранами;
- за типом з'єднання елементів арматури: фланцеві та різьбові.

Фонтанна арматура (рис. 8.3, 8.4, 8.5) складається з трубної головки і фонтанної ялинки. *Трубна головка* призначена для закріплення в ній колон НКТ (одної або двох) і є хрестовиною з двома бічними відводами і встановленою на ній перехідною катушкою, в якій закріплюється на різьбі колона НКТ (рис. 8.3, а). При підвішуванні двох колон НКТ колона більшого діаметру закріплюється в трійнику з одним бічним відводом, а колона меншого діаметра – у катушці, встановленій на цьому трійнику (рис. 8.3, б). Фонтанні ялинки бувають хрестового та трійникового типів.

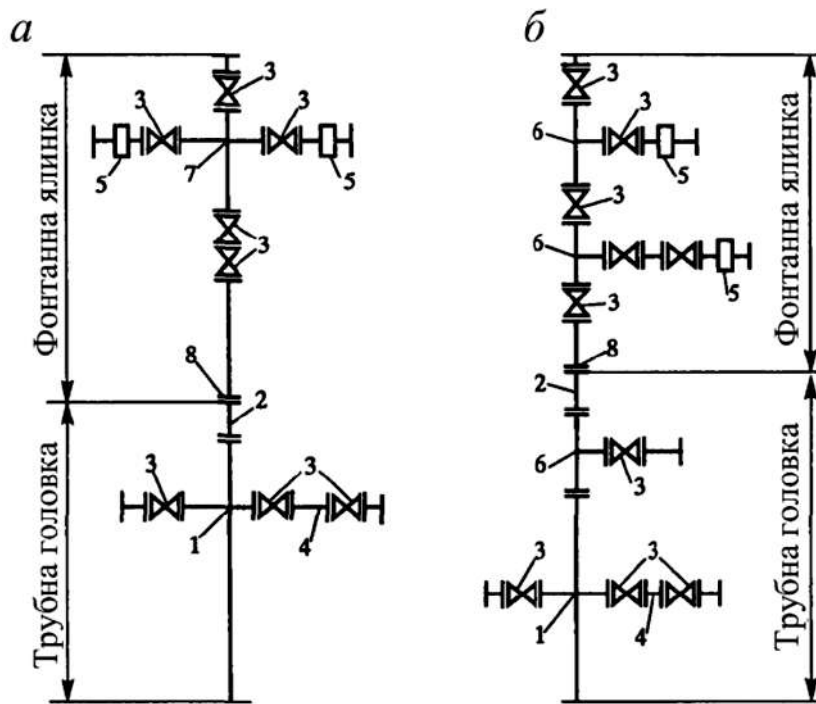


Рисунок 8.3 – Принципові схеми фонтанної арматури

а – хрестова; *б* – трійникова; 1 – хрестовина з двома бічними відводами; 2 – перехідна котушка для підвішування НКТ; 3 – засувка або кран; 4 – котушка; 5 – штуцерна колодка; 6 – трійник; 7 – хрестовина; 8 – фланець

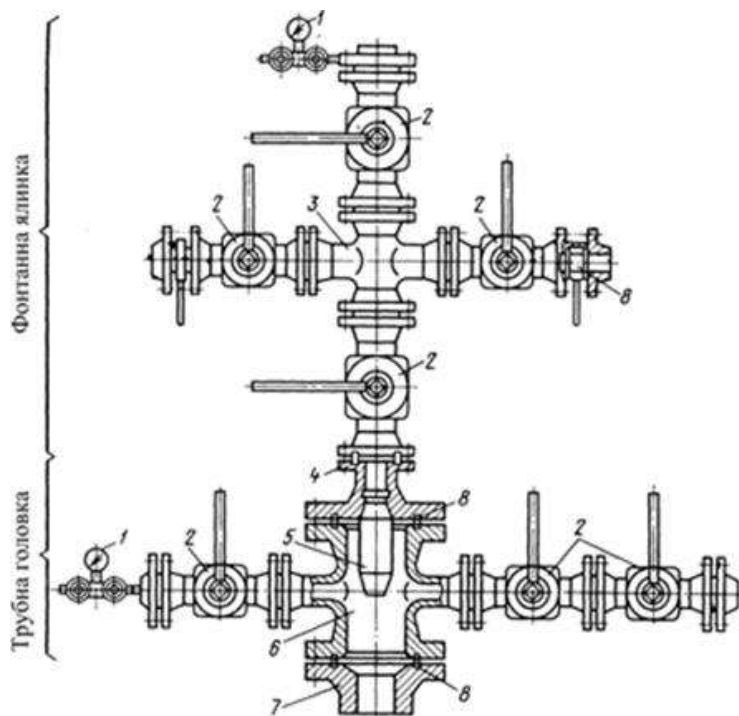


Рисунок 8.4 – Фонтанна арматура хрестового типу

1 – манометри; 2 – кранові засувки; 3, 6 – хрестовина; 4 – котушка; 5 – патрубков; 7 – колонна головка; 8 – кільце ущільнювача

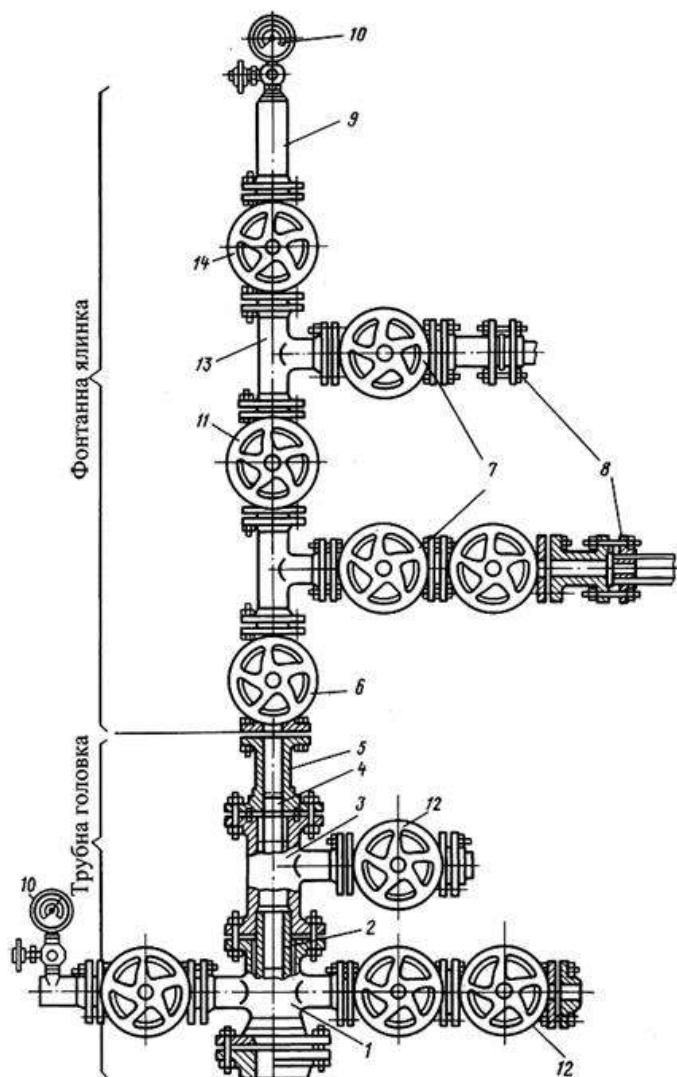


Рисунок 8.5 – Фонтанна арматура трійникового типу

1 – хрестовина, 2, 4 – перекладні втулки, 3 – трійник, 5 – перекладна котушка, 6 – центральна засувка, 7 – засувки, 8 – штуцери, 9 – буферна заглушка, 10 – манометр, 11 – проміжна засувка, 12 – засувка, 13 – трійник, 14 – буферна засувка

Кожен тип фонтанної ялинки застосовується для певних експлуатаційних умов. Фонтанна ялинка хрестової арматури має два бічні відводи, один із яких може бути робочим, а другий – запасним. Фонтанна ялинка трійникової арматури має верхній та нижній відводи (викиди). Робочим викидом завжди є верхній, а нижній – запасним.

У шифрі фонтанної арматури вказується тип, прохідний діаметр викиду (мм), робочий тиск (МПа). Якщо арматура обладнана кранами, це також вказується у шифрі. Наприклад, АФТ-65Кр-14 – арматура фонтанна, трійникового типу, кранова з прохідним діаметром викиду 65 мм, на робочий тиск 14 МПа.

Важливим елементом фонтанної арматури є штуцерні колодки, що встановлюються на викидах і призначені для розміщення штуцерів, за допомогою яких регулюється режим роботи фонтанної свердловини. Є багато типів і конструкцій штуцерів як регульованих, так і нерегульованих. Більш надійними та простими є нерегульовані штуцери, які використовуються на більшості фонтанних свердловин.

Маніфольди призначені для об'язування викидів фонтанних свердловин (арматури фонтанних свердловин) зі збірними колекторами, які транспортують продукцію свердловин на пункт збору та підготовки. Маніфольди передбачають встановлення на них штуцерів, вентилів для відбору проб продукції свердловин, запірних пристроїв і запобіжних клапанів. Основні вузли маніфольдів уніфіковані з вузлами та деталями фонтанної арматури і на кінцях мають фланці під труби діаметром 80 мм.

Контрольні питання

- 1. Який спосіб експлуатації свердловин називають фонтанним?*
- 2. Що називають дебітом рідини свердловини?*
- 3. Назвіть види фонтанування і типи фонтанних свердловин.*
- 4. Що розуміють під артезіанським фонтануванням?*
- 5. Що розуміють під газліфтним фонтануванням?*
- 6. Назвіть типи газліфтних свердловин?*
- 7. Які ускладнення бувають в роботі фонтанних свердловин?*
- 8. Назвіть причини парафінових відкладень в нафтопромисловому обладнанні.*
- 9. Назвіть причини утворення піщаних корків у підйомнику.*
- 10. Назвіть причини відкладення солей в нафтопромисловому обладнанні.*
- 11. Чому небажані пульсації у роботі фонтанних свердловин?*
- 12. Назвіть причини відкритого фонтанування свердловин.*
- 13. З яких елементів складається обладнання фонтанних свердловин?*
- 14. Яке призначення колонної головки?*
- 15. Яке призначення фонтанної арматури?*
- 16. З яких елементів складається фонтанна арматура?*
- 17. Яке призначення трубної головки?*
- 18. Яке призначення фонтанної ялинки?*
- 19. Яке призначення маніфольда?*

9. ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

У міру виснаження пластової енергії фонтанування свердловин припиняється і виникає потреба в механізованому видобутку нафти. Підйом продукції свердловин на денну поверхню за допомогою потенційної енергії газу називається *газліфтним способом експлуатації*. При цьому як робочий агент використовується газ, що відбирається, наприклад, із газового покладу (природний газ) або попутно видобутий (нафтовий газ). Раніше як робочий агент використовували повітря (ерліфт). Сьогодні повітря з цією метою не використовується з наступних причин:

- окиснення нафти із втратою її якості;
- утворення стійкої водонафтової емульсії (при видобутку обводненої нафти), руйнування якої в процесі підготовки нафти утруднене; кисень повітря внаслідок окисних процесів утворює на поверхні глобул води міцні оболонки, які перешкоджають їх коалесценції та укрупненню;
- при певному співвідношенні вуглеводневих газів із повітрям утворюється вибухова суміш (гримучий газ), яка надзвичайно небезпечна в пожежному відношенні;
- компресори, що використовуються для компримування повітря, у разі порушення системи мащення можуть вибухати.

Газліфтна форма підйому (ерліфт) використовувалася ще в 1797 році для підйому води із шахтних стовбурів. При цьому використовували односточкове впорскування повітря в потік рідини, зазвичай, через клапан у нижній частині колони. У 1864 році газліфт використовували в Пенсільванії для підйому нафти за допомогою стисненого повітря, яке подавали в нижню частину свердловини. У 1897 році в Баку підйом нафти стисненим газом здійснив інженер В. Г. Шухов.

Сьогодні газліфтна експлуатація реалізується у двох напрямках:

- з використанням стисненого газу, що отримується на компресорних станціях – *компресорний газліфт*;
- з використанням стисненого газу, що відбирається з газового покладу – *безкомпресорний газліфт*.

Компресорний газліфт відноситься до механізованого способу експлуатації свердловин; до механізованого способу належать і всі види насосної експлуатації свердловин. Компресорний газліфт має ряд переваг і недоліків порівняно з насосним видобутком.

До основних переваг належать:

- можливість експлуатації високодебітних свердловин;
- досить просте обладнання, що спускається в свердловину;
- легке регулювання роботи свердловини.

Водночас компресорний газліфт має і суттєві недоліки:

- відносно низький ККД процесу підйому, особливо обводненої продукції, що становить у ряді випадків всього кілька відсотків;
- необхідність будівництва компресорної станції, що здорожує видобуток нафти;
- зазвичай, високі питомі витрати енергії на підйом одиниці продукції.

Сьогодні на більшості нафтових родовищ розробка ведеться з підтриманням пластового тиску, а основний видобуток нафти здійснюється механізованим способом, переважно насосним, тому газліфтний спосіб не має широкого застосування. Газліфтний спосіб може бути конкурентоспроможним для розробки нафтових об'ємів газуватих і газоконденсатних родовищ і для видобутку нафти з шельфових родовищ.

9.1. Принцип дії, схеми і сфера застосування газліфту

Принцип дії газліфту полягає у введенні в свердловинну продукцію стисненого газу. Цей спосіб не відрізняється від принципу роботи фонтанної газліфтної свердловини, за винятком того, що основна кількість газу підводиться із зовні, а не виділяється з нафти при зниженні тиску. Основним у цьому випадку є попутний або природний газ.

Розрізняють два типи газліфтної експлуатації:

1. Безперервний газліфт.
2. Періодичний газліфт.

Безперервний газліфт реалізується тоді, коли продуктивність свердловини висока. При низькій продуктивності свердловини застосовується періодичний газліфт за двома основними схемами: газліфт із перепускним клапаном і газліфт із камерою накопичення.

Класифікація газліфтних свердловин може бути виконана за кількома ознаками:

1. За характером введення робочого агента:
 - пряме закачування;
 - зворотне закачування.
2. За кількістю колон НКТ:
 - однорядний підйомник;

- дворядний підйомник;
- півторарядний підйомник (ліфт Саундерса).

3. За типом використовуваної енергії робочого агента:

- компресорний;
- безкомпресорний.

Безкомпресорний газліфт здійснюється під дією стисненого газу, що відбирається, наприклад, із газового покладу та розподіленого по газліфтних свердловинах. Якщо в розрізі нафтової свердловини є газовий пропласток (або газова шапка), то цей газ може використовуватися для підйому нафти всередині самої свердловини. Така система називається *внутрішньосвердловинним газліфтом*.

4. За використанням глибинним обладнанням:

- безпакерна система;
- пакерна система;
- система з використанням пускових і робочого клапанів;
- система, коли газ вводиться в підйомник через підшву НКТ (відсутні пускові та робочі клапани).

Основні схеми газліфтних свердловин наведені на рисунку 9.1.

Однорядний підйомник (рис. 9.1, *a*) широко використовується при експлуатації свердловин із нормальними умовами (у свердловинній продукції відсутні механічні домішки), при хорошій якості робочого агента і його підготовки (у газі відсутні кородуючі компоненти, механічні домішки, низький вологовміст). В іншому випадку при прямому закачуванні можлива корозія не тільки підйомника (який за необхідності може бути замінений на новий), але і обсадної колони (заміна якої неможлива). Крім того, принциповими недоліками однорядного підйомника є (при $H_{\text{п}} < L_{\text{с}}$):

- можливість утворення піщаного корка на вибої внаслідок недостатньої швидкості висхідного потоку в інтервалі вибій–підшва для виносу піску;

- досить високий пусковий тиск, так-як необхідно витиснути рівень рідини в затрубному просторі при пуску свердловини до підшви підйомника;

- можливість роботи підйомника з пульсаціями.

Усунення недоліків такої схеми можливе наступним чином: підйомник спускається до вибою, а на розрахунковій глибині (глибині спуску підшви) встановлюється муфта з робочими отворами, кількість і площа поперечного перерізу яких повинні забезпечити пропуск розрахункового об'єму закачуваного газу при перепаді тисків не більше 0,15 МПа. При такій схемі запобігається утворення

піщаного корка і підйомник працює без пульсацій. Переваги однорядного підйомника пов'язані з незначною його металоємністю, з простотою та невисокою вартістю підземного ремонту (порівняно з іншими схемами газліфтних підйомників). Однорядний підйомник може використовуватися для експлуатації свердловин із широким діапазоном дебітів, так-як можливе регулювання роботи свердловини зміною діаметра підйомника, що утруднено або навіть неможливо в інших схемах газліфта.

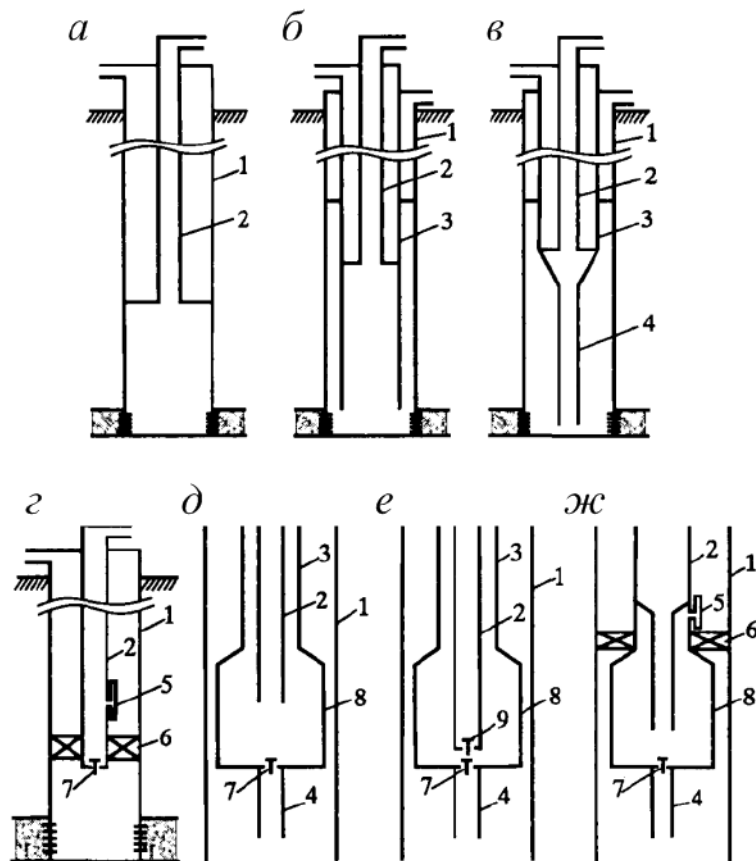


Рисунок 9.1 – Принципові схеми газліфтних свердловин

а – однорядний підйомник; *б* – дворядний підйомник; *в* – півторарядний підйомник; *г* – однорядний підйомник з перепускним клапаном та пакером; *д* – дворядний підйомник з камерою накопичення; *е* – дворядний підйомник з камерою накопичення та додатковим зворотним клапаном на підйомнику; *ж* – однорядний підйомник з камерою накопичення, перепускним клапаном та пакером; 1 – обсадна колона; 2 – підйомник; 3 – повітряні труби; 4 – хвостовик; 5 – перепускний клапан; 6 – пакер; 7 – зворотний клапан (відсікач свердловини); 8 – камера накопичення; 9 – зворотний клапан на підйомнику

Сьогодні замість муфти з робочими отворами застосовують робочий (кінцевий) клапан, що встановлюється на розрахунковій глибині.

Таким чином, однорядні підйомники в силу певних переваг отримали широке застосування для експлуатації видобувних свердловин.

Дворядний підйомник (рис. 9.1, б) призначений для експлуатації свердловин із винесенням піску, коли продукція представлена корозійно-активними компонентами, а також при недостатньо високій якості підготовки закачуваного газу (підвищений вологовміст газу і вміст у ньому кородуючих компонентів). При такій конструкції у свердловину спускають два ряди труб: зовнішній – більшого діаметра, який називається *повітряними трубами* і внутрішній – підйомник меншого діаметра. При прямому закачуванні компримований газ закачується в кільцевий простір між повітряними трубами та підйомником. Повітряні труби, зазвичай, спускають до вибою, а підйомник – на глибину, яка відповідає робочому тиску газу. Дворядна схема за необхідності дозволяє легко змінювати занурення під динамічний рівень, змінюючи глибину спуску підйомника (внутрішнього ряду труб). Зазвичай, для такої схеми знижується пусковий тиск. З іншого боку, такі системи суттєво більш металоємкі та дорогі, збільшено тривалість підземного ремонту, а також суттєво обмежено можливості регулювання роботи свердловини зміною (збільшенням) діаметра підйомника.

Півторарядний підйомник (рис. 9.1, в), по суті, не відрізняється від дворядного, за винятком того, що нижня частина повітряних труб компонується з труб меншого діаметра (так званий хвостовик); при цьому створюються кращі умови виносу піску і запобігається утворення на вибої піщаного корка. Крім недоліків дворядного підйомника, у півторарядному підйомнику через наявність хвостовика в більшості випадків неможливо збільшувати глибину спуску підйомника, хоча металоємність такої системи дещо менша від дворядної.

Вище розглянуті схеми підйомників застосовуються, зазвичай, для реалізації безперервного газліфту. Слід зазначити, що для цих схем робочий тиск закачуваного газу передається на вибій свердловини.

На рисунку 9.1, г, д, е, ж наведені різні схеми періодичного газліфта, деякі з яких реалізуються при використанні пакера і перепускного клапана (рис. 9.1, г, ж), інші (рис. 9.1, д, е) – без пакера

та перепускнуго клапана, але обов'язковим елементом таких схем є зворотний клапан, що запобігає передачі тиску закачуваного газу на вибій свердловини. У безпакерних схемах на гирлі свердловини встановлюється автомат подачі газу з програмним керуванням. У схемах із пакером і перепускнум клапаном роль автомата подачі газу виконує сам перепускнуий клапан сильфонного типу.

Однорядний підйомник із пакером і перепускнум клапаном (рис. 9.1, з) призначений для періодичної експлуатації свердловин, що працюють без ускладнень. Принцип роботи такого підйомника наступний. Коли перепускнуий клапан 5 закритий, тиск під зворотним клапаном 7 з боку свердловини більший від тиску над зворотним клапаном 7 з боку підйомника 2 і клапан 7 відкривається. Продукція з пласта надходить у підйомник 2, внаслідок чого рівень рідини в ньому зростає. Разом із цим зростає і тиск на сильфон перепускнуго клапана, який спрацьовує від тиску в підйомнику. У затрубному просторі діє тиск газу, що закачується. При досягненні заданого перепаду тисків (між тиском газу в затрубному просторі і тиском рідини в підйомнику) перепускнуий клапан відкривається, газ надходить у підйомник, зворотний клапан 7 закривається, і відбувається викид рідини, що накопичилась, з підйомника на поверхню. Перепад тиску на сильфон знижується, і перепускнуий клапан закривається. Під дією тиску біля підшви підйомника зворотний клапан 7 відкривається, і рідина зі свердловини надходить у підйомник, приводячи до зростання рівня рідини в ньому. Цикл повторюється.

Дворядний підйомник із камерою накопичення (рис. 9.1, д) принципово відрізняється від класичного дворядного підйомника наявністю в нижній частині камери накопичення 8, до якої прикріплений хвостовик 4. У місці кріплення хвостовика до камери накопичення розміщений зворотний клапан 7. Коли в міжтрубному просторі (між колонами 2 і 3) і в підйомнику 2 немає тиску газу, що закачується, клапан 7 відкривається і рідина зі свердловини надходить в камеру накопичення і піднімається в підйомник і міжтрубний простір. Після підйому рівня рідини на розрахункову величину, розташований на гирлі автомат подачі газу, відповідно до заданої програми включається, і стислий газ подається в міжтрубний простір. Зворотний клапан 7 закривається, відсікаючи від свердловини об'єм рідини, що накопичився, і відтісняючи її рівень до підшви підйомника 2. Газ, що надходить через підшву в підйомник, викидає рідину на поверхню, тиск газу падає, і автомат подачі газу відсікає його подачу. Відкривається зворотний клапан 7 і цикл повторюється.

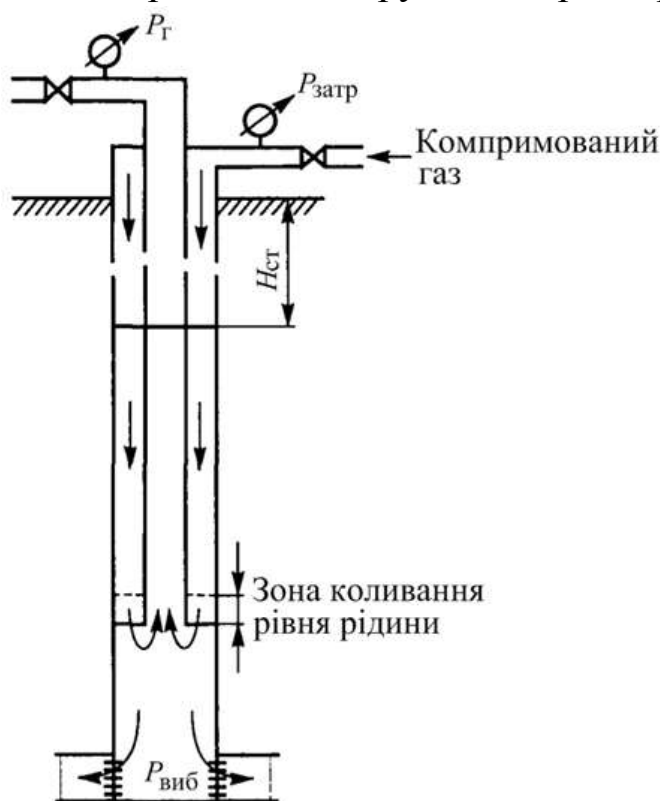
Основним недоліком цієї схеми є підвищена витрата газу для продування підйомника. Зазначений недолік усувається встановленням зворотного клапана 9 на підшві підйомника (рис. 9.1, е). У цьому випадку після витіснення накопиченої рідини з міжтрубного простору і камери накопичення, коли газ починає прориватися в підйомник через клапан 9, тиск газу в міжтрубному просторі падає, і автомат припиняє подачу газу.

На рисунку 9.1, ж наведена схема **однорядного підйомника з пакером, перепускним клапаном і камерою накопичення**, принцип дії якого не відрізняється від принципу дії для схеми на рисунку 9.1, з.

Таким чином, різноманіття схем газліфтних підйомників дозволяє ефективно експлуатувати свердловини з різними дебітами та різними експлуатаційними умовами.

9.2. Пуск газліфтної свердловини

Розглянемо процес пуску газліфтної свердловини на прикладі однорядного підйомника (рис. 9.2) при прямому закачуванні газу. При подачі компримованого газу в затрубний простір газ відтісняє статичний рівень вниз; при цьому підвищується вибійний тиск. Частина рідини із затрубного простору надходить у підйомник, інша



частина – може поглинатися пластом. У міру зростання тиску газу об'єм рідини, що поглинається пластом, зростає (внаслідок збільшення репресії). В момент досягнення рівнем рідини підшви тиск газу стає максимальним, і газ починає прориватися через підшву, насичуючи рідину в підйомнику. Густина газорідинної суміші, що утворюється, знижується, і за певної витрати газу суміш досягає гирла та починає вилитися. Після прориву газу в підшву тиск газу знижується, що призводить

Рисунок 9.2 – Процес пуску газліфтної свердловини

до зниження вибієного тиску та надходження рідини з пласта в свердловину. Рідина надходить у підйомник і затрубний простір, перекриваючи підшову і надходження газу в підйомник. Рівень рідини у затрубному просторі підвищується. Починаючи з моменту перекриття підшови підйомника рідиною тиск газу в затрубному просторі збільшується. Через певний час тиск газу стає достатнім для відтиснення рівня рідини до підшови, після чого газ проривається у підйомник, і цикл повторюється. Таким чином, при стаціонарній роботі системи біля підшови підйомника періодично відбувається описаний процес, що призводить до деякої зміни тиску закачування газу.

Залежність зміни тиску в часі у процесі пуску та нормальної роботи газліфтної свердловини показана на рисунку 9.3.

Максимальний тиск закачуваного газу, що відповідає відтисненню рівня рідини до підшови підйомника, називається *пусковим тиском* $P_{\text{пуск}}$. Середній за величиною тиск, що встановлюється за нормальної роботи газліфтної свердловини, називається *робочим тиском* $P_{\text{роб}}$.

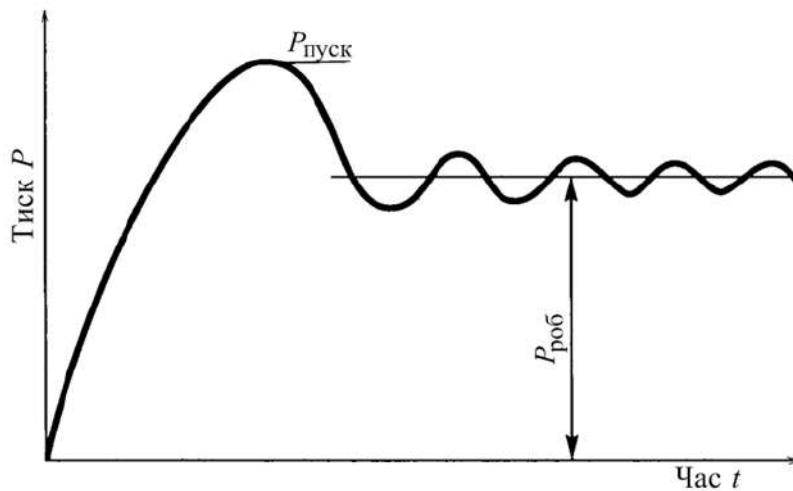
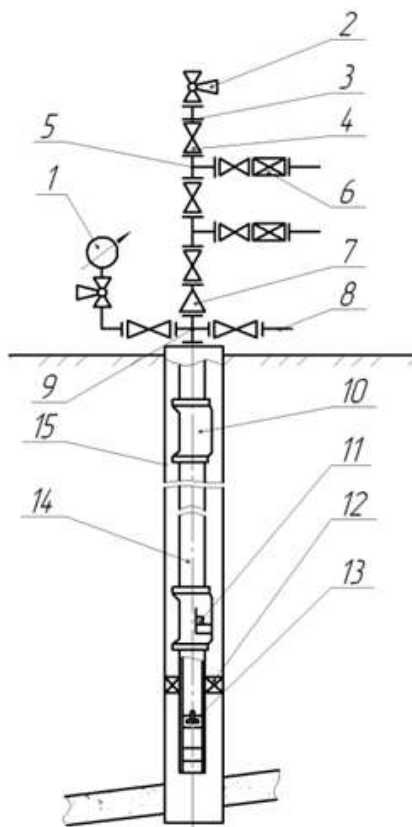


Рисунок 9.3 – Залежність зміни тиску під час пуску і роботи газліфтної свердловини

9.3. Обладнання газліфтних свердловин

На поверхні газліфтна свердловина обладнується гирловою арматурою, яка принципово не відрізняється від арматури фонтанної свердловини і має аналогічне призначення (рис. 9.4). У ряді випадків використовують спрощену і легшу гирлову арматуру, що дозволяє здійснювати пряме і зворотне закачування газу. Так як в лінії газопостачання спостерігаються коливання тиску газу, а подача газу у

свердловину повинна здійснюватися при постійному робочому тиску, на гирлі свердловини встановлюють регулюючу апаратуру. Ця апаратура представлена, зазвичай, клапаном-регулятором тиску з мембранним виконавчим механізмом, що регулює і підтримує постійний тиск після себе. Якщо використовується централізована



система газопостачання, то вся регулююча та запірна арматура, а також газові витратоміри встановлюються на спеціальних газорозподільчих пунктах (ГРП). При централізованій системі газопостачання значно підвищується її надійність.

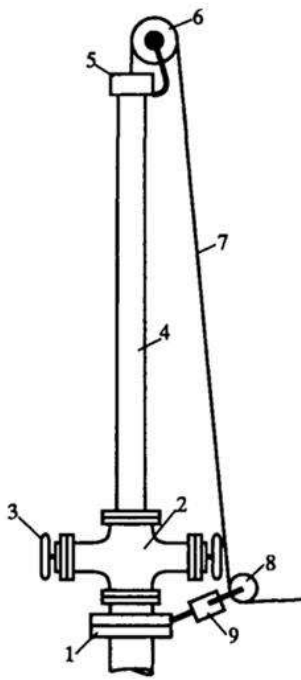
Найважливішим елементом обладнання газліфтних свердловин є газліфтні клапани, що розміщуються на колоні насосно-компресорних труб у спеціальних ексцентричних камерах (мандрелях). Для встановлення та підйому газліфтних клапанів із мандрелей застосовується спеціальна канатна техніка, що складається з гирлового лубрикатора, гідравлічної лебідки з барабаном для сталевого дроту діаметром від 1,8 до 2,4 мм, а також посадкового (знімного) інструменту (екстрактора).

Рисунок 9.4 – Схема конструкції газліфтної свердловини з однорядним підйомником

1 – манометр; 2, 4 – запірний пристрій; 3 – фланець; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – перевідник трубної головки; 8 – відвід; 9 – хрестовина; 10 – свердловинна камера; 11 – газліфтний клапан; 12 – пакер; 13 – приймальний клапан; 14 – колона НКТ; 15 – експлуатаційна колона

Гирловий лубрикатор (рис. 9.5) – це конструкція, яка встановлюється на фланець буферної засувки газліфтної арматури 1 і складається з превентора 2 з ручним приводом 3, лубрикатора 4, сальникового пристрою 5, направляючого ролика 6, дроту (каната) 7, натяжного ролика 8 та датчика натягу дроту 9.

Превентор 2 має еластичні ущільнюючі елементи, за допомогою яких можна перекрити свердловину навіть за наявності дроту. На превенторі закріплений лубрикатор 4, на верхньому кінці якого розташований сальник 5, що ущільнює дріт 7, який вводиться в



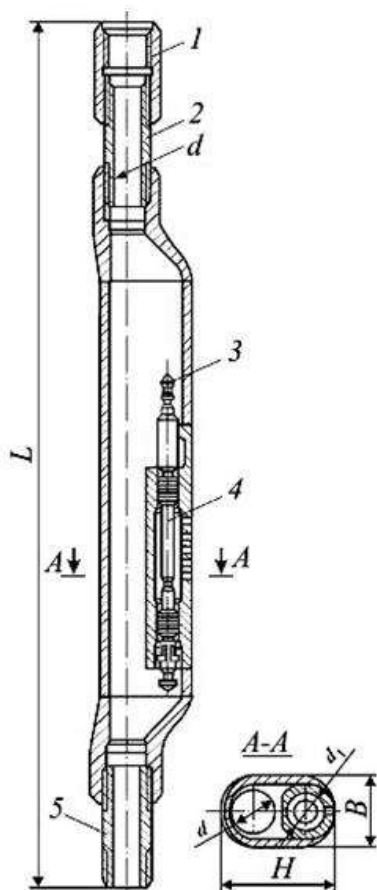
лубрикатор через напрямний ролик 6 і йде на лебідку через натяжний ролик 8. Натяжний ролик 8 механічно пов'язаний з датчиком натягу дроту 9, в якому сила натягу дроту перетворюється на електричний сигнал, що передається по кабелю на індикатор (на рис. 10.5 не показаний).

Індикатор фіксує натяг дроту під час проведення операцій з канатною технікою.

Ексцентричні камери (мандрелі) призначені для розміщення в них газліфтних клапанів (рис. 9.6). Мандрелі мають посадкові кишені, в яких газліфтні клапани, що спускаються з поверхні на дроті, ущільнюються верхнім і нижнім еластичними нафтостійкими кільцями і фіксуються стопорними пружинними

Рисунок 9.5 – Гирловий лубрикатор газліфтної свердловини

1 – фланець буферної засувки газліфтної арматури; 2 – превентор; 3 – ручний привод превентора; 4 – лубрикатор; 5 – сальник; 6 – ролик; 7 – дрiт; 8 – натяжний ролик; 9 – датчик напруження дроту (канату)



засувками. Із зовнішнього боку мандрелі мають отвори, розташовані між ущільнюючими кільцями, які слугують для підведення закачуваного газу до клапана. Ексцентричні камери виготовлені таким чином, що прохідний переріз НКТ та їх співвісність зберігаються.

Екстрактор – інструмент, що дозволяє завести в мандрель газліфтний клапан, а також витягти його з мандреля. Для орієнтації екстрактора у верхній частині мандреля встановлена спеціальна направляюча втулка, що дозволяє направити інструмент в посадкову кишеню. Екстрактор має підпружинені шарнірні з'єднання, які дозволяють точно завести клапан

Рисунок 9.6 – Свердловинна камера з розміщеним у ній газліфтним клапаном

1 – муфта; 2, 5 – патрубок; 3 – кулачковий фіксатор; 4 – газліфтний клапан

у посадкову кишеню мандреля. На нижньому кінці екстрактора є захоплюючий пружинний пристрій, який звільняє (захоплює) головку газліфтного клапана, що знаходиться в кишені. Екстрактор спускається всередину колони НКТ на дроті.

Гідравлічна лебідка має систему гідрообладнання у вигляді клапанних і золотникових пристроїв, систему управління лебідкою, а також систему контролю (індикатор натягу дроту та показчик глибини). Лебідка двошвидкісна, з приводом масляного шестеренчастого насоса від двигуна автомобіля.

Газліфтна експлуатація реалізується в замкнутому технологічному циклі, при якому відпрацьований газ низького тиску збирається та дотискується для подальшого використання. Для цього на промислі є система газопостачання та газорозподілу.

9.4. Газопостачання і газорозподіл при газліфтній експлуатації

Основним джерелом газу при газліфтній експлуатації є газ газових родовищ, а також газ, що видобувається попутно. У процесі підйому нафти газ, що виконує роль робочого агента, насичується важкими газоподібними вуглеводнями, а також містить певну кількість рідкої фази (т. зв. відпрацьований газ). У замкнутому технологічному циклі відпрацьований газ має бути відповідним чином підготовлений перед подачею на компримування. Підготовка цього газу, переважно, полягає в підігріванні та видаленні рідкої фази. Природний газ газових родовищ перед подачею в свердловини проходить спеціальну обробку – видалення з нього конденсату і вологи; в іншому випадку в системі газопостачання та газорозподілу утворюються кристалогідрати, що порушують нормальну роботу системи. Для відділення конденсату та осушення газу використовуються різні системи: газопереробні заводи з установками низькотемпературної сепарації газу; абсорбційні установки для виділення із газу бензинових фракцій; установки з осушування газу від вологи з використанням твердих адсорбентів; установки з очищення газу від сірководню, механічних домішок тощо. Обов'язковим елементом підготовки газу є його підігрівання у безполум'яних газових печах.

Основні операції з підготовки природного газу:

1. На гирлі газових свердловин введення в газ інгібіторів гідратуутворення (хлористий кальцій, метанол, гліколі).

2. Охолодження газу з частковим зниженням тиску з метою відокремлення рідини (низькотемпературна сепарація газу).

3. Дроселювання газу для зниження тиску до раціональної величини.

4. Підігрівання газу у газових печах.

5. Пропускання газу через апарати високого тиску (фільтри-пиловловлювачі) для відділення механічних домішок. Ця операція є надзвичайно відповідальною, інакше можлива ерозія газліфтних клапанів, регулюючої та контрольно-виміральної апаратури.

У системі газорозподілу газ охолоджується, і відбувається випадання конденсату, який надходить у спеціальні збірники конденсату, що періодично очищуються. Підігрів газу є ефективним засобом запобігання ускладненням у системі газорозподілу, зумовлених гідратуутворенням. Для підігріву газу використовуються різні печі – як стаціонарні, так і пересувні (пересувні підігрівачі газу ППГ). Підігрівачі газу встановлюються біля газових свердловин, часто – вздовж газопроводу, а також перед газорозподільним пунктом (ГРП).

Газорозподільний пункт є одним із основних елементів системи газорозподілу, і в ньому зосереджено управління і контроль за роботою групи газліфтних свердловин. До ГРП підводять дві газові лінії: лінія пускового (високого) та лінія робочого тиску. Регулювання робочих параметрів кожної газліфтної свердловини (тиску та витрати) здійснюється на ГРП, в якому для цього встановлюються одна або кілька газорозподільних батарей блочного виконання. Кожна газорозподільна батарея (ГРБ) розрахована на підключення певної кількості свердловин, наприклад ГРБ-14 (батарея розрахована на підключення 14 газліфтних свердловин). Газорозподільна батарея має регулюючу та вимірвальну апаратуру для кожної підключеної свердловини, яка дозволяє встановлювати та підтримувати оптимальний режим роботи кожної свердловини.

На ГРП за необхідності в газ, що закачується, можна вводити інгібітори, наприклад, інгібітори корозії, парафіноутворення тощо, різні ПАР та інші реагенти, що покращують процес експлуатації газліфтних свердловин і запобігають можливим ускладненням. При цьому на ГРП встановлюють спеціальні дозувальні насоси, що здійснюють дозовану подачу необхідних інгібіторів або реагентів у газову лінію кожної газліфтної свердловини.

Таким чином, газліфтна експлуатація свердловин вимагає розгалуженої інфраструктури газопостачання та газорозподілу, що позначається на собівартості видобутку нафти цим способом.

У процесі розробки відбувається зміна параметрів пластової системи, що призводить до зміни початкового розрахункового режиму роботи газліфтних свердловин. Коригування розрахункового режиму можливе на основі точної інформації про зміни у пластовій системі, яку одержують за результатами дослідження свердловини. Технологія дослідження газліфтних свердловин базується на вимірюванні тиску та об'єму закачуваного газу.

Контрольні питання

- 1. На якому етапі виникає потреба в механізованому видобутку нафти?*
- 2. У чому полягає принцип дії газліфту?*
- 3. Назвіть типи газліфтної експлуатації свердловин.*
- 4. Як класифікуються газліфтні свердловини за характером введення робочого агента?*
- 5. Як класифікуються газліфтні свердловини за кількістю колон НКТ?*
- 6. Як класифікуються газліфтні свердловини за типом використовуваної енергії робочого агента?*
- 7. За рахунок якої енергії здійснюється безкомпресорний газліфт?*
- 8. За яких умов використовується однорядний підйомник?*
- 9. За яких умов використовується дворядний підйомник?*
- 10. В чому відмінність півторарядного підйомника від інших типів підйомників?*
- 11. Як відрізняється пусковий тиск газліфтної свердловини від робочого?*
- 12. Яке призначення гирлового лубрикатора газліфтної свердловини?*
- 13. Який газ є джерелом газу при газліфтній експлуатації?*

10. ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИН НАСОСНИМИ УСТАНОВКАМИ

Припинення або відсутність фонтанування свердловин змусило шукати інші способи підйому нафти на поверхню. Спочатку застосовували тартальні способи, при яких рідина піднімалася механічними пристроями: колодязний видобуток, підйом желонкою, поршнювання. Ці методи є попередниками свердловинної насосної установки.

На сьогодні розроблено і застосовується багато типів свердловинних насосів.

Різні за принципом дії і конструкції глибинно-насосні установки набули поширення не тільки для видобутку нафти, але і для експлуатації водяних, гідротермальних та інших свердловин. Різноманітність глибинно-насосних установок потребує їх класифікації.

10.1. Класифікація глибино-насосних установок

Можна виділити такі основні ознаки класифікації глибинно-насосних установок.

1. За принципом дії глибинного насосу:

- плунжерні (поршневі);
- відцентрові;
- гвинтові;
- струминні;
- вібраційні (звукові);
- діафрагмові;
- роторно-поршневі тощо.

2. За типом передачі енергії глибинному насосу від приводного двигуна:

- штангові;
- безштангові.

Штангові глибинно-насосні установки (ШГНУ) поділяються на:

- балансирні;
- безбалансирні.

За типом використовуваного приводу ШГНУ поділяються на:

- механічні;
- гідравлічні;

– пневматичні.

Безштангові глибинно-насосні установки (БГНУ) поділяються за типом використовуваного приводу:

– з електроприводом;

– з гідроприводом;

За місцезнаходженням використовуваного приводу БГНУ є:

– з приводом, розташованим на поверхні;

– з приводом, розташованим у свердловині.

3. За призначенням глибинні насоси поділяються на:

а) подача:

– для експлуатації низькодебітних свердловин;

– для експлуатації середньодебітних свердловин;

– для експлуатації високодебітних свердловин;

б) висота підйому (напір):

– для експлуатації неглибоких свердловин;

– для експлуатації свердловин середньої глибини;

– для експлуатації глибоких свердловин.

10.2. Сфера застосування глибино-насосних установок

У світовій практиці нафтовидобування отримали поширення такі глибинно-насосні установки:

1. Штангові глибинно-насосні установки (ШГНУ).

2. Установки занурювальних відцентрових насосів із електроприводом (УЗВН).

3. Установки гідравлічних поршневих насосів (УГПН).

4. Установки з гвинтовими насосами та електроприводом (УГН).

5. Установки з діафрагмовими насосами та електроприводом (УДН).

6. Установки зі струминними насосами (УСН).

Не всі з наведених глибинно-насосних установок відіграють однакову роль у видобутку нафти.

Установки ШГНУ призначені для експлуатації низько- і середньодебітних свердловин, а установки УЗВН – для експлуатації середньо- і високодебітних свердловин. Інші установки (УГПН, УГН, УДН, УСН) як за фондом видобувних свердловин, так і за видобутком нафти сьогодні не можуть конкурувати з ШГНУ і УЗВН і призначені для певних категорій свердловин.

Зупинимося на розподілі свердловин на низько-, середньо- і високодебітні. Класифікація свердловин за дебітом пов'язана,

переважно, з висотою підйому рідини, так як із зростанням висоти підйому рідини можлива подача більшості глибинно-насосних установок досить швидко знижується (а отже, і знижується можливий дебіт свердловини, який визначається у цьому випадку можливою подачею насосної установки). Взаємозв'язок висоти підйому рідини та подачі установки як для ШГНУ, так і для УЗВН може бути виражений рівнянням гіперболи:

$$Q = A/H, \quad (10.1)$$

де Q – подача установки (дебіт свердловини), м³/доб;
 A – постійна числова величина, що має розмірність м⁴/доб і вибирається з практичних міркувань;
 H – висота підйому рідини, м.

Ця залежність може бути використана в певних обмежених межах за подачею і висотою підйому. Так, для ШГНУ такі обмеження обумовлені фактичною працездатністю колони штанг, що використовується для передачі плунжеру глибинного насоса поворотного-поступального руху від наземного приводу (станка-качалки), а для УЗВН – характеристиками Q – H занурювальних відцентрових насосів. Звичайно для різних глибинно-насосних установок межі подачі і висоти підйому різні. Тому, щоб уникнути неоднозначності меж між низько-, середньо- і високодебітними свердловинами для різних глибинно-насосних установок, проведемо поділ на категорії свердловин для ШГНУ. Виходячи з цього, надалі залежність (10.1) буде використана в таких межах: за подачею $Q \leq 100$ м³/доб, за висотою підйому $H \leq 3000$ м.

Для сучасного обладнання ШГНУ можна прийняти постійну величину A , що дорівнює $4 \cdot 10^4$ м⁴/доб, і з використанням цієї величини визначити межу між середньо- і високодебітними свердловинами [15]:

$$Q = 4 \cdot 10^4 / H, \quad (10.2)$$

Виходячи з меж використання формули (10.2), до *високодебітних свердловин* належать свердловини з дебітом більшим від 100 м³/доб, незалежно від висоти підйому, і з висотою підйому більшою від 3000 м, незалежно від дебіту. До *низькодебітних* будемо відносити такі свердловини, дебіт яких не більший від 5,0 м³/доб при висоті підйому меншій від 3000 м. Свердловини, які не потрапляють до груп високо- і низькодебітних, відносять до *середньодебітних*.

За висотою підйому рідини усі свердловини умовно можуть бути розділені на наступні категорії:

1. Неглибокі – при висоті підйому до 450 м.
2. Середньої глибини – при висоті підйому рідини від 450 до 1350 м.
3. Глибокі – при висоті підйому понад 1350 м.

На рисунку 10.1 показані сфери і межі різних категорій свердловин за дебітом і висотою підйому. Техніко-економічні розрахунки і практика використання ШГНУ і УЗВН показали, що приведені сфери застосування глибинно-насосного обладнання є достатньо обґрунтованими і дозволяють зробити такі принципові висновки:

1. Штангові глибинно-насосні установки призначені, переважно, для експлуатації низько- і середньодобітних неглибоких і середньої глибини свердловин, хоча можуть залишатися рентабельними при експлуатації високодебітних і глибоких свердловин (у певних межах).

2. Установки занурювальних відцентрових електронасосів призначені, переважно, для експлуатації середньо- і високодебітних свердловин різної глибини.

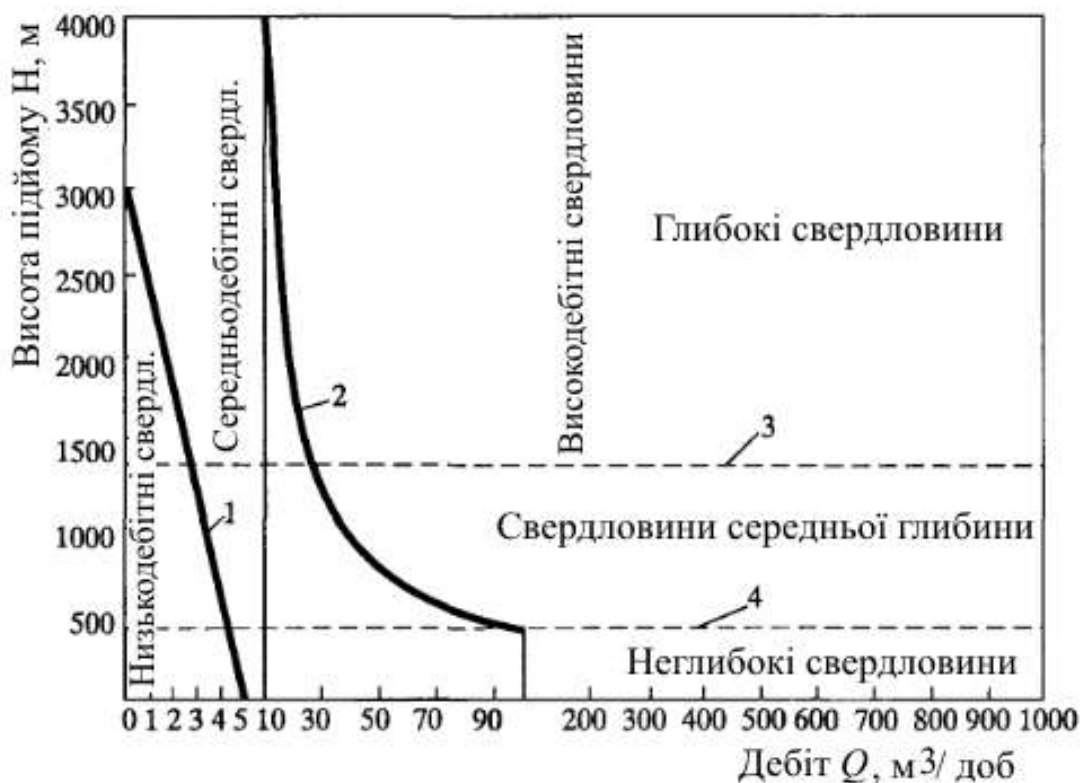


Рисунок 10.1– Сфери і межі різних категорій свердловин за дебітом і висотою підйому

- 1 – межа між низько- та середньодобітними свердловинами;
 2 – межа між середньо- та високодебітними свердловинами;
 3 – межа між свердловинами глибокими та середньої глибини

10.3. Експлуатація свердловин штанговими глибино-насосними установками

При експлуатації свердловин штанговими глибинно-насосними установками використовуються різні плунжерні насоси. До теперішнього часу створено велику кількість плунжерних насосів, що відрізняються не тільки конструкціями, але і сферою їх застосування в різних експлуатаційних умовах.

Класифікація плунжерних глибинних насосів

Усі відомі плунжерні глибинні насоси можуть бути класифіковані за кількома ознаками.

1. За конструкцією:
 - 1.1. Насоси прості (з одним плунжером постійного діаметра).
 - 1.2. Насоси диференційні (з двома і більше плунжерами різних діаметрів).
 - 1.3. Трубні насоси (циліндр спускається у свердловину на колоні НКТ, а плунжер – на колоні штанг).
 - 1.4. Вставні насоси (циліндр і плунжер спускаються разом на колоні штанг).
 - 1.5. Насоси з нерухомим циліндром і плунжером, що рухається.
 - 1.6. Насоси з циліндром, що рухається, і нерухомим плунжером.
2. За характером всмоктування продукції:
 - 2.1. Всмоктування під час ходу вгору.
 - 2.2. Всмоктування під час ходу вниз.
 - 2.3. Всмоктування під час ходу вгору і вниз.
3. За принципом дії:
 - 3.1. Одинарної дії.
 - 3.2. Подвійної дії.
4. За призначенням:
 - 4.1. Для видобутку рідини за звичайних умов.
 - 4.2. Для видобутку рідини зі значним вмістом вільного газу.
 - 4.3. Для видобутку в'язких рідин.
 - 4.4. Для видобутку великих об'ємів рідини.
 - 4.5. Для видобутку рідини із вмістом механічних домішок (піску).

На рисунку 10.2 показані основні схеми глибинних плунжерних насосів. Кожен із наведених на рисунку насосів має свою сферу застосування, а в цілому, асортимент розроблених насосів задовольняє основні ускладнюючі чинники, що виникають у процесі видобутку нафти.

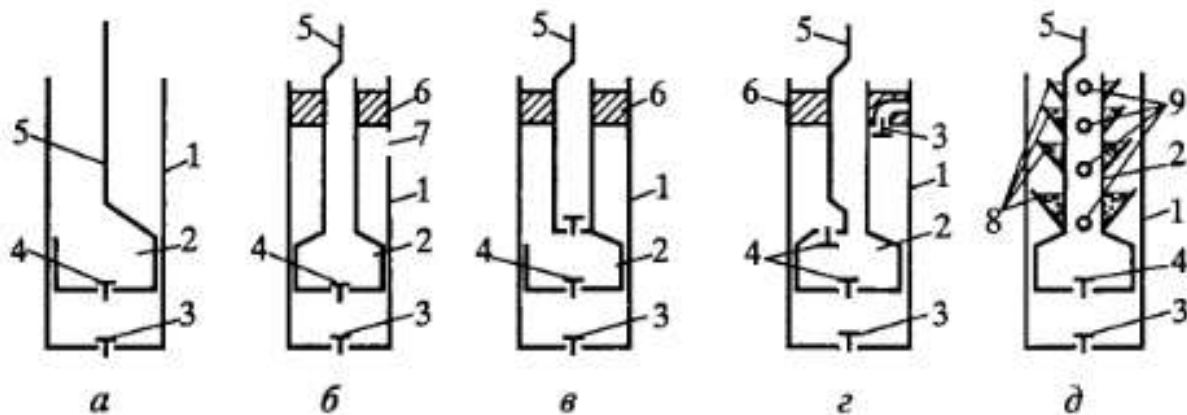


Рисунок 10.2 – Принципові схеми глибинних плунжерних насосів

а – насос звичайний (простий); *б* – насос для відкачування в'язких рідин; *в* – насос для відкачування рідини із значним вмістом вільного газу; *г* – насос високої продуктивності; *д* – насос для видобутку рідини з механічними домішками; 1 – циліндр; 2 – плунжер; 3 – всмоктувальний клапан; 4 – нагнітальний клапан; 5 – колона штанг; 6 – ущільнювач; 7 – отвір в циліндрі насоса; 8 – полиці-піскоприймачі; 9 – отвір у порожнинній штанзі

Відповідно до класифікаційних ознак насос на рисунку 10.2 *а* класифікується так – 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, що означає: насос простий, всмоктування здійснюється при ході вгору, насос одинарної дії, призначений для відкачування рідини в звичайних умовах.

Насос на рисунку 10.2 *б* класифікується так – 1.2, 2.1, 3.1, 4.3: насос диференційний, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, призначений для добування в'язких рідин.

Насос на рисунку 10.2 *в* класифікується так – 1.2, 2.1, 3.1, 4.2: насос диференційний, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, для добування рідини зі значним вмістом вільного газу (насос ступінчастого стиснення).

Насос на рисунку 10.2 *г* класифікується так – 1.2, 2.3, 3.2, 4.4: насос диференційний, всмоктування при ході вгору і вниз, подвійної

дії, для добування великих об'ємів рідини (насос високої продуктивності).

Насос на рисунку 10.2 д класифікується так – 1.1, 2.1, 3.1, 4.5: насос простий, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, для видобутку рідини із вмістом механічних домішок.

10.4. Штангові глибинно-насосні установки

У вітчизняній і зарубіжній нафтовій промисловості широко розповсюджене видобування нафти за допомогою штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ). Цей метод відіграє провідну роль порівняно з іншими методами нафтовидобування. Це зумовлене, насамперед, простотою конструкції та невибагливістю в експлуатації верстата-качалки. На території України розташована значна кількість нафтових свердловин, обладнаних ШГНУ (за допомогою ШГНУ видобувається близько половини всієї нафти), причому спостерігається тенденція до зростання кількості відмов та аварійних станів, що пояснюється, насамперед, тривалим терміном їх експлуатації (20 – 30 років).

Штангова глибинно-насосна установка (ШГНУ) застосовується для видобутку нафти з низько- і середньодебітних свердловин. Сучасні ШГНУ дозволяють експлуатувати свердловини глибиною до 3 500 м. Штангова насосна установка складається з наземного і підземного обладнання (рис. 10.3).

Особливість штангової глибинної насосної установки (ШГНУ) полягає в тому, що у свердловині встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться в дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг. ШГНУ містить таке обладнання:

- наземне – верстат-гойдалка, який складається з електродвигуна, кривошипа, шатуна, балансира, гирлового сальника, гирлової обв'язки і трійника;

- підземне – штанговий свердловинний насос із нерухомим приймальним клапаном на нижньому кінці циліндра і нагнітальним клапаном на верхньому кінці поршня-плунжера, насосні штанги і насосно-компресорні труби (НКТ).

ШГНУ призначені для відкачування зі свердловин рідин із температурою не більше за 130 °С, обводненістю не більше ніж 99 % за об'ємом, в'язкістю до 0,3 Па·с, вмістом механічних домішок до 350 мг/л, вільного газу на прийомі не більше ніж 25 %.

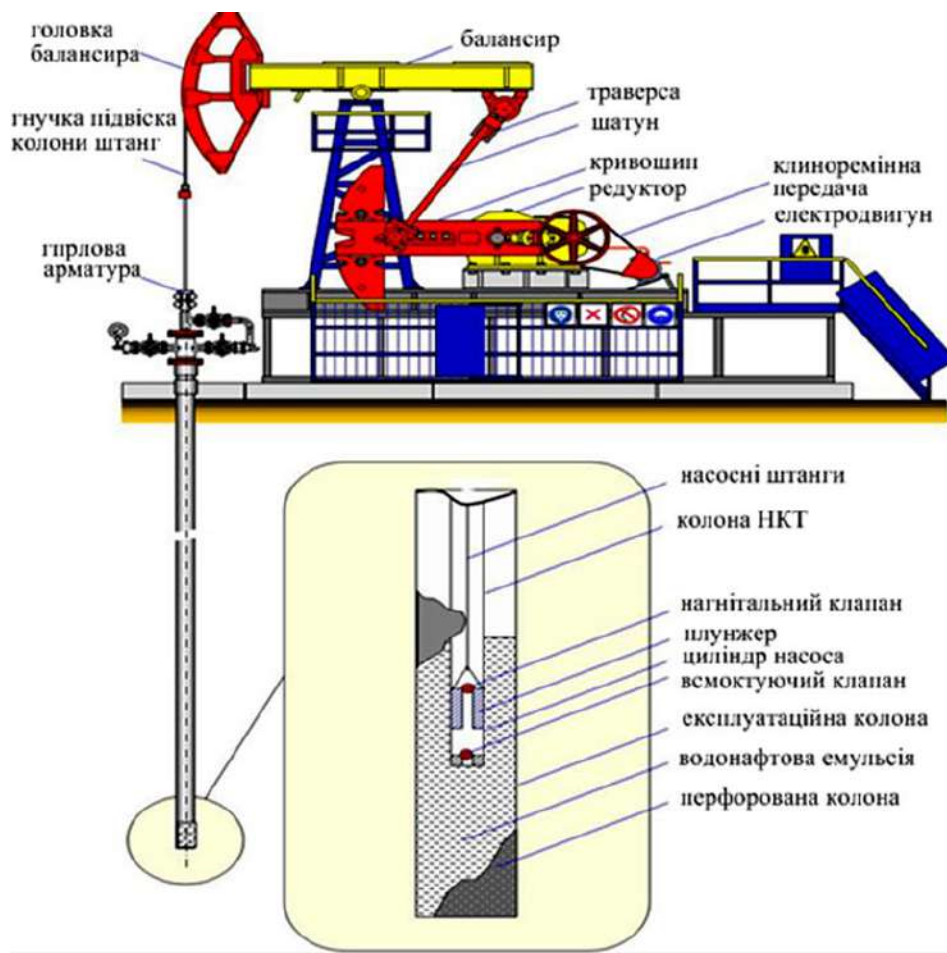


Рисунок 10.3 – Штангова глибинна насосна установка

Верстат-гойдалка надає штангам зворотно-поступального руху. Є значна кількість конструкцій верстатів-гойдалок, відмінних між собою за кінематичною схемою. Одна з поширених конструкцій верстата-гойдалки наведена на рисунку 10.4.



Рисунок 10.4 – Типова наземна частина ШГНУ

Верстат-гойдалка має гнучку канатну підвіску для з'єднання з верхнім кінцем полірованого штока і поворотну головку балансира для проходження спуско-підіймальних механізмів при підземному ремонті.

Балансир гойдається на поперечній осі, закріпленій в підшипниках (вальниціях), і з'єднується з двома масивними кривошипними за допомогою двох шатунів, що розташовані по обидві сторони редуктора. Кривошипи з рухомими противагами можуть переміщуватися відносно осі обертання головного вала редуктора на певну відстань вздовж кривошипів. Противаги використовуються для зменшення нерівномірності навантаження на приводний електродвигун при робочому циклі верстата-гойдалки.

Редуктор із постійним передавальним числом має трансмісійний вал, на одному кінці якого є трансмісійний шків, з'єднаний клиноремінною передачею з малим шківом електродвигуна, а на іншому кінці цього вала міститься гальмівний барабан. Опорний підшипник балансира закріплений на металевій основі-піраміді.

Всі елементи верстата-гойдалки – піраміда, редуктор, електродвигун – закріплюються на бетонному фундаменті. Верстат-гойдалка оснащений гальмівним пристроєм для утримання балансира і кривошипів у будь-якому необхідному положенні. Точка з'єднання шатуна з кривошипом може міняти свою віддаль відносно центру обертання перестановкою пальця кривошипа в інший отвір. Це дозволяє ступінчасто змінювати амплітуду качань балансира, тобто довжину ходу штанг.

Підземна частина ШГНУ представлена штанговим насосом, що складається з довгого циліндра (довжиною 2 – 4 м), на нижньому кінці якого закріплено нерухомий приймальний клапан, який відкривається при ході вниз. Циліндр підвішується на трубах. У циліндрі переміщується поршень (плунжер) у вигляді довгої обробленої труби. Плунжер має нагнітальний клапан, що відкривається при ході вгору. Плунжер підвішується на штангах. Довжина ходу плунжера, залежно від виконання, може коливатися, в межах від 800 мм до 4500 мм, діаметр плунжера – від 29 до 57 мм. Маса насоса сягає від 36 до 135 кг. При вказаній довжині, обмежених діаметрах і значній довжині штангової колони, яка зв'язана з плунжером, така насосна установка має значно меншу жорсткість, ніж звичайні поршневі насоси такої ж продуктивності.

Робота штангового насоса (рис. 10.5) проходить в кілька етапів. Спочатку, при русі плунжера 4 вгору, під дією тиску на прийомі насоса відкривається приймальний клапан 2 і рідина з пласта

заповнює циліндр насоса. При цьому нагнітаючий клапан 5 закритий і стовп рідини рухається вгору на висоту довжини ходу плунжера. При русі точки підвісу штанг вниз відбувається стискання штанг, і вага стовпа рідини передається на труби. Під час ходу плунжера вниз приймальний клапан 2 закривається, а нагнітаючий клапан 5 відкривається. Таким чином, плунжер із відкритим нагнітаючим клапаном заглиблюється в рідину. В цей момент приймальний клапан залишається закритим і не допускає перетоку рідини з циліндра насоса назад у пласт.

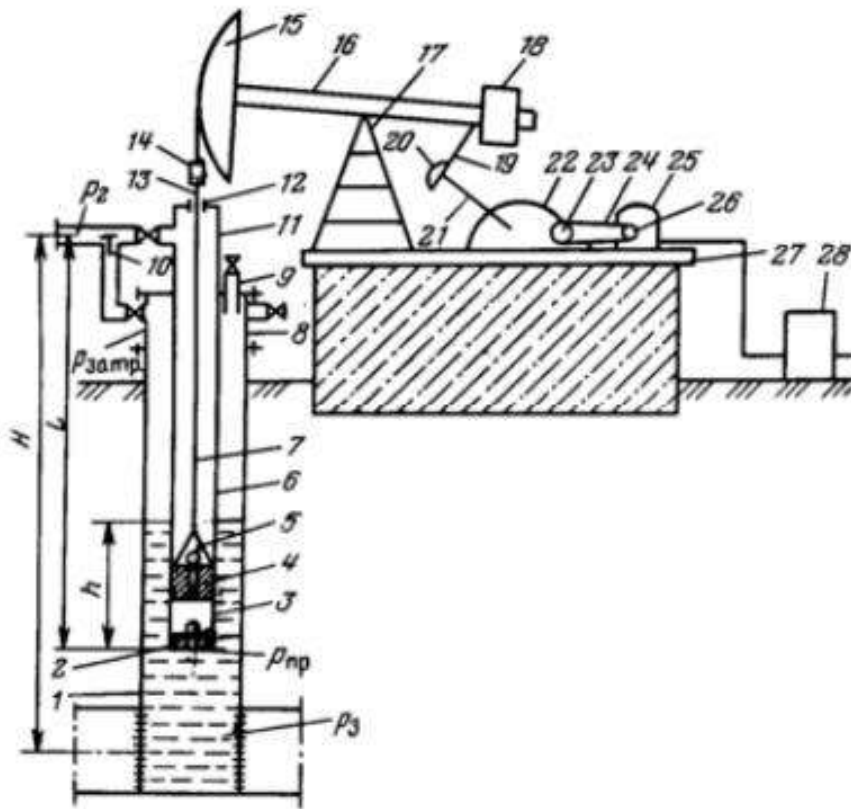
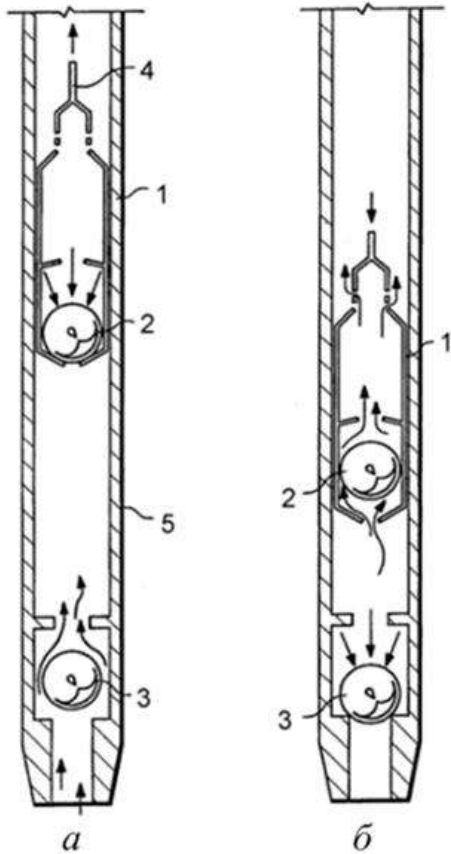


Рисунок 10.5 – Схема штангової глибинно-насосної установки

1 – експлуатаційна колона; 2 – приймальний клапан; 3 – циліндр насоса; 4 – плунжер; 5 – нагнітаючий клапан; 6 – насосно-компресорні труби; 7 – насосні штанги; 8 – хрестовина; 9 – гирловий патрубков; 10 – зворотній клапан для пропуску газу; 11 – трійник; 12 – гирловий сальник; 13 – гирловий шток; 14 – канатна підвіска; 15 – головка балансира; 16 – балансир; 17 – стійка; 18 – балансирна противага; 19 – шатун; 20 – кривошипна противага; 21 – кривошип; 22 – редуктор; 23 – ведений шків; 24 – клиноремінна передача; 25 – електродвигун; 26 – ведучий шків; 27 – рама; 28 – блок управління

При черговому ході вгору нагнітаючий клапан 5 під дією тиску рідини над плунжером закривається. Плунжер підіймає 4 рідину на висоту, яка визначається довжиною ходу. Накопичена над плунжером рідина досягає гирла свердловини і через трійник подається в нафтозбірну мережу. Детальніше схема глибинного насоса наведена на рисунку 10.6.



Стрілками показано перетікання нафти при: *а* – русі штока вгору, коли рідина всмоктується в підплунжерний простір із зовнішнього середовища і одночасно піднімається на "крок" вгору; *б* – русі штока вниз, коли рідина перетікає в надплунжерний простір. Слід зауважити, що в першому випадку вага стовпа рідини припадає на верхній нагнітальний клапан і штанги, а в другому – на приймальний клапан і корпус насоса, безпосередньо з'єданого з колоною насосно-компресорних труб. Внаслідок великої довжини цих об'єктів (до $3 \cdot 10^3$ м) і ваги стовпа рідини, що припадає на них ($> 1 \cdot 10^3$ кг), має місце розтягування колони НКТ і штанг.

Рисунок 10.6 – Робочі фази глибинного насоса

а – рух штанги вгору; *б* – рух штанги вниз; 1 – плунжер; 2 – нагнітальний кульковий клапан; 3 – приймальний кульковий клапан; 4 – штанга; 5 – корпус насоса

Слід зазначити, що колона штанг працює в дуже складних умовах, пов'язаних не стільки з тривалим контактом зі свердловинною продукцією (а вона може бути і корозійно активною), скільки зі складними та змінними в часі навантаженнями (розтягувальними, стискуючими, згинальними та крутними). Розрахунок колони штанг із урахуванням всіх діючих навантажень є складним фізичним завданням. Одним із основних технологічних питань є подача свердловинної штангової насосної установки.

10.5. Принципова схема установок занурювальних відцентрових насосів із електроприводом та їх елементи

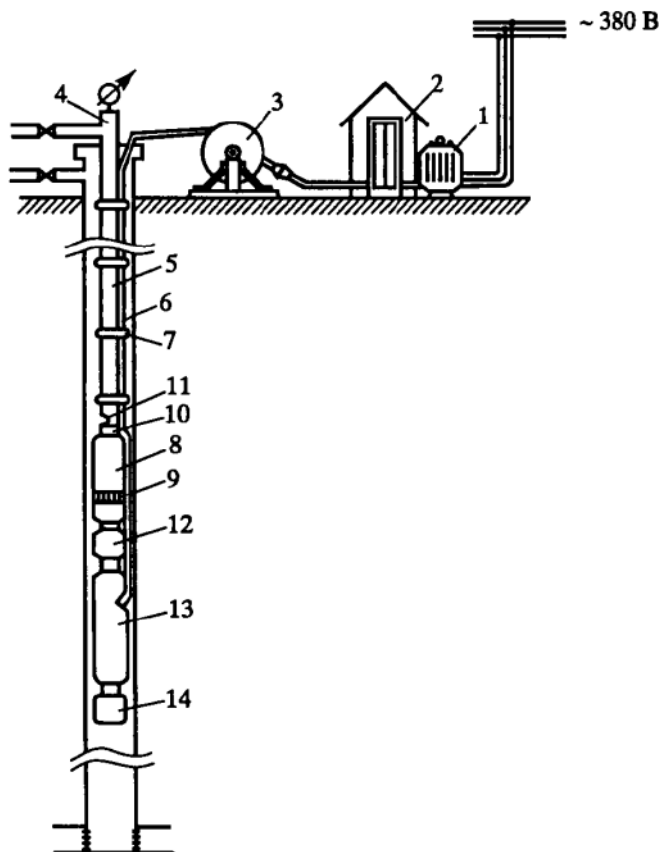
Установки електричних занурювальних відцентрових насосів (УЗВН) належать до класу безштангових установок і відіграють визначальну роль за об'ємом видобування нафти. Вони призначені для експлуатації видобувних свердловин різної глибини з різними властивостями продукції, що видобувається: безводна малов'язка і середньої в'язкості нафта; обводнена нафта; суміш нафти, води і газу. Природно, що й ефективність експлуатації свердловин УЗВН може значно розрізнятися, так-як властивості відкачуваної продукції впливають на вихідні характеристики установки.

Крім того, УЗВН мають незаперечні переваги перед штанговими установками не тільки завдяки перенесенню приводного електродвигуна на вибій і ліквідації колони штанг, що суттєво підвищує ККД системи, але і внаслідок значного діапазону робочих подач (від кількох десятків до кількох сотень м³/добу) та напорів (від кількох сотень до кількох тисяч метрів) за порівняно високого напруцювання установки на відмову.

Установка занурених відцентрових насосів є складною технічною системою і, незважаючи на широко відомий принцип дії відцентрового насоса, є сукупністю оригінальних за конструкцією елементів. Принципову схему УЗВН наведено на рис. 10.7. Установка складається з двох частин: наземної та зануреної. Наземна частина включає автотрансформатор 1; станцію керування 2; іноді кабельний барабан 3 та обладнання гирла свердловини 4. Занурена частина включає колону НКТ 5, на якій занурений агрегат спускається у свердловину; броньований трижильний електричний кабель 6, по якому подається напруга живлення зануреного електродвигуна і який кріпиться до колони НКТ спеціальними затискачами 7.

Занурений агрегат складається з багатоступінчастого відцентрового насоса 8, обладнаного приймальною сіткою 9 і зворотним клапаном 10. Часто в комплект зануреної установки входить зливальний клапан 11, через який зливається рідина з НКТ під час підйому установки. У нижній частині насос обладнаний вузлом гідрозахисту (протектором) 12, який з'єднаний із зануреним електродвигуном 13. У нижній частині електродвигун 13 має компенсатор 14.

Занурений відцентровий насос конструктивно є сукупністю ступенів невеликого діаметра, що складаються з робочих коліс і направляючих апаратів, які розміщуються в корпусі насоса (трубі). Робочі колеса, що виготовляються з чавуну, бронзи або пластичних матеріалів, кріпляться на вал насоса з ковзаючою посадкою за допомогою спеціальної шпонки. Верхня частина збірки робочих коліс (вала насоса) має опорну п'яту (підшипник ковзання), що



закріплюється в корпусі насоса. Кожне робоче колесо спирається на торцеву поверхню направляючого апарата. Нижній кінець насоса має підшипниковий вузол, що складається з радіально-упорних підшипників. Вузол підшипників ізольований від відкачуваної рідини і в деяких конструкціях вал насоса ущільнюється спеціальним сальником. Занурений відцентровий насос виконується у вигляді окремих секцій з великим числом ступенів у кожній секції (до 120), що дозволяє створювати насос із необхідним напором.

Рисунок 10.7 – Принципова схема УЗВН

1 – автотрансформатор; 2 – станція керування; 3 – кабельний барабан; 4 – обладнання гирла свердловини; 5 – колона НКТ; 6 – броньований електричний кабель; 7 – затискачі для кабелю; 8 – занурений багатоступінчастий відцентровий насос; 9 – приймальна сітка насоса; 10 – зворотний клапан; 11 – зливальний клапан; 12 – вузол гідрозахисту (протектор); 13 – занурений електродвигун; 14 – компенсатор

Промисловістю випускаються насоси звичайного та зносостійкого виконання. Насоси зносостійкого виконання призначені для відкачування зі свердловин рідин із певною кількістю механічних домішок (вказується в паспорті насоса). За поперечними габаритами (діаметром корпусу) насоси випускаються кількох груп, які

відповідають номінальному діаметру обсадних колон (в дюймах) видобувних свердловин: 5, 5А, 6.

За робочими параметрами (подача Q , напір H) випускається широка гама насосів, що дозволяє використовувати їх для експлуатації свердловин різних категорій. Кожен занурений відцентровий насос має свій шифр, в якому відображені діаметр експлуатаційної колони, подача і напір при роботі в оптимальному режимі. Наприклад, насос ЭЦН6-500-750 – електричний відцентровий насос для обсадних колон діаметром 6", з оптимальною подачею 500 м³/доб при напорі 750 м.

Занурений електричний двигун (ЗЕД) – двигун спеціальної конструкції – є асинхронним двополюсним двигуном змінного струму з короткозамкненим ротором. Двигун заповнений малов'язким мастилом, яке виконує функцію змащування підшипників ротора і відведення тепла до стінок корпусу двигуна, який омивається потоком свердловинної продукції.

Верхній кінець вала електродвигуна підвішено на п'яті ковзання. Ротор двигуна секційний; секції зібрані на валові двигуна, виготовлені з пластин трансформаторного заліза і мають пази, в які вставлені алюмінієві стрижні, закорочені з обох боків секції струмопровідними кільцями. Між секціями вал спирається на підшипники. По всій довжині вал електродвигуна має отвір для циркуляції мастила всередині двигуна, що здійснюється через паз статора. У нижній частині двигуна є масляний фільтр. Секції статора розділені немагнітними пакетами, в яких розташовані радіальні опорні підшипники. Нижній кінець вала також закріплений у підшипнику.

Довжина та діаметр двигуна визначають його потужність. Швидкість обертання вала ЗЕД залежить від частоти струму; при частоті змінного струму 50 Гц синхронна швидкість становить 3000 об/хв. Занурені електродвигуни маркуються із зазначенням потужності (в кВт) і зовнішнього діаметра корпусу (мм), наприклад, ЗЕД 65-117 – занурений електродвигун потужністю 65 кВт і зовнішнім діаметром 117 мм. Необхідна потужність електродвигуна залежить від подачі та напору зануреного відцентрового насоса і може досягати сотень кВт.

Сучасні занурені електродвигуни комплектуються системами датчиків тиску, температури та інших параметрів, що фіксуються на глибині спуску агрегата, з передачею сигналів електричним кабелем на поверхню (станцію керування).

Вузол гідрозахисту розміщується між насосом і двигуном і призначений для захисту електродвигуна від попадання в нього відкачуваної продукції і змащення радіально-упорного підшипника насоса (за необхідності). Основний об'єм вузла гідрозахисту, що являє собою еластичну ємність, заповнену рідким мастилом. Через зворотний клапан зовнішня поверхня ємності приймає тиск продукції свердловини на глибині спуску занурювального агрегата. Таким чином, всередині еластичної ємності, заповненої рідким мастилом, тиск дорівнює тиску занурення. Для створення надлишкового тиску всередині цієї ємності на валу протектора є турбінка. Рідке мастило через систему каналів під надлишковим тиском надходить у внутрішню порожнину електродвигуна, що запобігає попаданню свердловинної продукції всередину електродвигуна.

Компенсатор призначений для компенсації об'єму мастила всередині двигуна при зміні температурного режиму електродвигуна (нагрівання та охолодження) і являє собою еластичну ємність, заповнену рідким мастилом і розташовану в корпусі. Корпус компенсатора має отвори, що сполучають зовнішню поверхню еластичної ємності зі свердловиною. Внутрішня порожнина ємності пов'язана з електродвигуном, а зовнішня зі свердловиною. При охолодженні мастила об'єм його зменшується, і свердловинна рідина через отвори в корпусі компенсатора входить у зазор між зовнішньою поверхнею еластичної ємності та внутрішньою стінкою корпусу компенсатора, створюючи тим самим умови повного заповнення внутрішньої порожнини зануреного електродвигуна мастилом. При нагріванні мастила в електродвигуні об'єм його збільшується, і мастило перетікає у внутрішню порожнину ємності компенсатора; при цьому свердловинна рідина із зазора між зовнішньою поверхнею ємності і внутрішньою поверхнею корпусу видавлюється через отвори у свердловину.

Усі корпуси елементів зануреного агрегата з'єднуються між собою фланцями зі шпильками. Вали зануреного насоса, вузла гідрозахисту та зануреного електродвигуна з'єднуються між собою шліцьовими муфтами.

Таким чином, занурений агрегат УЗВН є комплексом складних електричних, механічних і гідравлічних пристроїв високої надійності, що вимагає від персоналу високої кваліфікації.

Як вже зазначено, на викиді зануреного насоса встановлюються зворотний і зливний клапани.

Зворотний клапан розміщується в головці насоса і призначений для запобігання зливу рідини через насос із колони НКТ під час зупинки зануреного агрегата. Зупинки зануреного агрегата відбуваються з багатьох причин: відключення електроенергії при аварії на силовій лінії; відключення через спрацювання захисту ЗЕД; відключення під час періодичної експлуатації тощо. При зупинці (знеструмленні) зануреного агрегата стовп рідини з НКТ починає стікати через насос у свердловину, розкручуючи вал насоса (а отже, і вал зануреного електродвигуна) у зворотному напрямку. Якщо в цей період відновлюється подача електроенергії, ЗЕД починає обертатися у прямому напрямку, долаючи величезну силу. Пусковий струм ЗЕД у цей момент може перевищити допустимі межі, і, якщо не спрацює захист, електродвигун виходить із ладу. Щоб запобігти цьому явищу і скоротити простої свердловини, занурений насос обладнають зворотним клапаном.

З іншого боку, наявність зворотного клапана під час підйому зануреного агрегата не дозволяє рідині стікати з колони НКТ. При підйомі установки колона НКТ заповнена свердловинною продукцією, яка виливається на гирлі, погіршуючи умови роботи бригади підземного ремонту та порушуючи умови забезпечення безпеки життєдіяльності, протипожежного та екологічного захисту, що є неприпустимим. Тому занурений насос обладнають зливним клапаном.

Зливний клапан розміщується в спеціальній муфті, яка з'єднує між собою насосно-компресорні труби, і, зазвичай, являє собою бронзову трубку, один кінець якої запаєний, а інший, відкритий кінець, на різьбі вкручується в муфту зсередини. Зливний клапан розташовується горизонтально до вертикальної колони НКТ. При підйомі установки із свердловини в колону НКТ скидається невеликий вантаж, який обламує бронзову трубку зливного клапана, і рідина з НКТ під час підйому зливається в затрубний простір.

Електричний кабель призначений для подачі напруги живлення на клеми занурювального електродвигуна. Кабель трижильний, з гумовою або поліетиленовою ізоляцією жил і зверху покритий металевією бронею. Поверхнєве бронювання кабелю здійснюється сталєвою оцинкованою профільованою стрічкою, що оберігає струмопровідні жили від механічних пошкоджень при спуску та підйомі установки. Випускаються круглі і плоскі кабелі. Плоский кабель має менші радіальні розміри. Кабелі маркуються так: КРБК, КРБЦ, КПБК, КПБП – кабель з гумовою ізоляцією, броньований, круглий; кабель з гумовою ізоляцією, броньований, плоский; кабель з

поліетиленовою ізоляцією, броньований, круглий; кабель з поліетиленовою ізоляцією, броньований, плоский.

Жили мідні, з різним перетином; наприклад, КПБП 3×16: кабель з поліетиленовою ізоляцією, броньований, плоский, трижильний з площею поперечного перетину кожної жили 16 мм².

Кабель кріпиться до колони НКТ у двох місцях: над муфтою і під муфтою. Сьогодні переважно використовуються кабелі з поліетиленовою ізоляцією.

Автотрансформатор призначений для підвищення напруги, що подається на клеми зануреного електродвигуна. Напруга мережі 380 В, а робоча напруга електродвигунів залежно від потужності змінюється від 400 В до 2 000 В. За допомогою автотрансформатора напруга промислової мережі 380 В підвищується до робочої напруги конкретного зануреного електродвигуна з урахуванням втрат напруги у підвідному кабелі. Типорозмір автотрансформатора відповідає потужності зануреного електродвигуна.

Станція керування призначена для керування роботою і захисту УЗВН і може працювати в ручному і автоматичному режимах. Станція оснащена необхідними контрольно-вимірювальними системами, автоматами, різними реле (максимальні, мінімальні, проміжні, реле часу тощо). При виникненні нештатних ситуацій спрацьовують відповідні системи захисту, і установка відключається.

Станція керування виконана в металевій шафі, може встановлюватися на відкритому повітрі, але, зазвичай, розміщується у будці.

Створено установки занурених відцентрових електронасосів, що спускаються у свердловину на кабель-канаті (без використання колони НКТ). Такі установки мають певні переваги порівняно з класичною УЗВН, але мають і недоліки: необхідність використання складного шліпсового пакера, на який діє навантаження від ваги самої установки, і від продукції, що піднімається, так-як підйом продукції відбувається по обсадній колоні; важчі умови роботи зануреного агрегата, що знаходиться під тиском системи нагнітання; складність боротьби з твердими відкладеннями (парафін, солі) в обсадній колоні; важчі умови роботи кабель-каната, який знаходиться під тиском на викиді насоса. Сьогодні ці установки для видобутку нафти не використовуються.

10.6. Установки струминних насосів

Одним із перспективних видів видобувного обладнання є установки струминних насосів (УСН). Струминні апарати знайшли широке застосування в різних галузях, що пов'язано з простотою їх конструкції, відсутністю рухомих частин, надійністю і здатністю працювати в дуже складних умовах: при високому вмісті у відкачуваній рідині механічних домішок і вільного газу, в умовах підвищених температур і агресивності інжекткованої продукції.

Роботи зі створення струминних насосних установок для експлуатації свердловин проводили до 70-х років ХХ століття. Сьогодні струминна техніка широко застосовується для видобування нафти на родовищах у США, Україні та ін.

Нафтовидобувні компанії в США застосовують струминні насоси для випробування пластів і освоєння свердловин (Trisco Industries, Dresser Industries, National Supply та ін.), при видобутку нафти з високим газовим фактором і механічними домішками (Trisco Industries, Dresser Industries, National Supply та ін.), при експлуатації горизонтальних свердловин із застосуванням суцільної колони труб (Jet Production Systems), для підйому важких нафт на морських родовищах, для експлуатації віддалених свердловин і з великим вмістом у продукції сірководню, для очищення свердловин від піщаних корків (Nowaco) тощо.

Установки струминних насосів застосовуються з наземним і зануреним силовим приводом; при цьому струминний насос може бути стаціонарним або вставним. Установки струминних насосів із наземним приводом можуть бути двотрубними та однотрубними з використанням пакера. Установки струминних насосів із зануреним силовим приводом, зазвичай, однотрубні без пакера. Кожна з цих систем має переваги, недоліки та свою сферу раціонального застосування. Особливе місце займають струминні насосні установки із зануреним приводом, які використовують установки занурювальних відцентрових насосів (УЗВН). Такі установки отримали назву *тандемних установок*: вони мають ряд істотних переваг перед будь-якими іншими способами механізованої експлуатації свердловин.

Наземне обладнання установок струминних насосів виготовляється як для однієї свердловини (індивідуальний привод), так і для групи (куща) свердловин (груповий привод) і містить, зазвичай, блок силових насосів, ємність для робочої рідини та гідроциклонний апарат для її очищення від механічних домішок.

Сепарація газу з видобутої рідини відбувається у спеціальній ємності, або у ємності, що поєднує функції газосепаратора та ємності для зберігання робочої рідини. В останньому випадку до компоновки наземного обладнання входить підпірний насос, який проводить рециркуляцію очищеної робочої рідини через гідроциклон.

Гирло свердловини обладнується чотириходовим клапаном, що дозволяє змінювати схему циркуляції робочої рідини у свердловині при спуску та підйомі струминного насоса.

Джерелом робочої рідини може бути вода із системи підтримування пластового тиску (ППТ).

Схема і принцип дії струминного насоса

У класичному розумінні струминний насос не є насосом, оскільки він не створює надлишкового напору на виході. У ньому відбувається подвійне перетворення гідравлічної енергії: спочатку потенційна енергія робочої рідини у соплі перетворюється в кінетичну енергію, внаслідок чого в потік робочої рідини підмішується потік, що інжектуються. Змішаний потік робочої та інжектованої рідин, проходить через камеру змішування і надходить у дифузор, де відбувається перетворення кінетичної енергії змішаного потоку на потенційну енергію.

На рисунку 10.8 показана принципова схема струминного насоса. Насос складається з наступних елементів: каналу підведення робочого агента 1, активного сопла 2, каналу підведення рідини, що інжектуються 3 (біля сопла цей канал часто називають приймальною камерою), камери змішування 4 і дифузора 5. Принцип роботи струминного насоса полягає в наступному: робочий агент, що має значну потенційну енергію, підводиться до активного сопла 2, в якому відбувається перетворення частини потенційної енергії в кінетичну. Струмінь робочого агента, що витікає із сопла 2, знижує тиск у приймальній камері (об'єм між початком камери змішування і зрізом сопла), внаслідок чого частина інжектованої рідини (продукція свердловини) підмішується до робочого агента і надходить у камеру змішування 4. У камері змішування робочий агент і рідина, що інжектуються перемішуються, вирівнюються їх швидкості та тиски, і змішаний потік надходить у дифузор 5. У дифузорі відбувається плавне зниження кінетичної енергії змішаного потоку та зростання його потенційної енергії. На виході із дифузора змішаний потік повинен мати потенційну енергію, достатню для підйому його на поверхню.

На тепер струминні насоси все більше використовуються для експлуатації свердловин з ускладненими умовами.

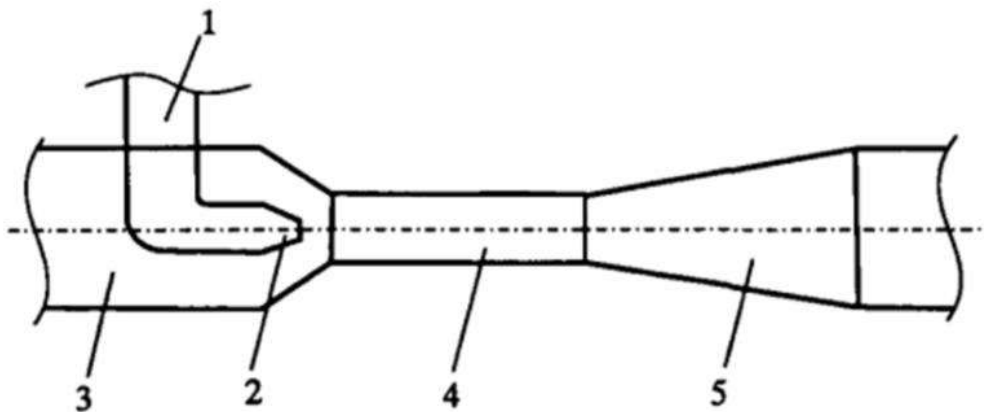


Рисунок 10.8 – Принципова схема струминного насоса

1 – канал підведення робочого агента; 2 – активне сопло; 3 – канал підведення рідини, що інжектуються; 4 – камера змішування; 5 – дифузор

Установки струминних насосів із поверхневим силовим приводом

В таких УСН силове обладнання та обладнання для підготовки робочої рідини встановлюється на поверхні. При цьому може використовуватись однострубна або двотрубна система. При однострубній системі використовується пакер, який відокремлює всмоктувальну лінію від нагнітальної. При такій компоновці зануреного обладнання можливі два варіанти роботи струминного насоса:

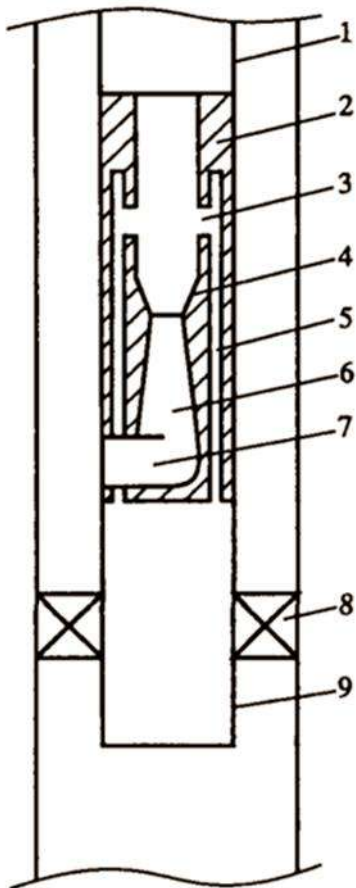
1. Робоча рідина під тиском поверхневого силового насоса подається до сопла струминного насоса через затрубний простір, а змішаний потік піднімається на поверхню по колоні НКТ (пряма схема). Така схема найменш сприятлива, так-як високий тиск робочої рідини діє на внутрішню стінку обсадної колони, нерідко призводячи до порушення її герметичності в різьбових з'єднаннях.

2. Робоча рідина під тиском силового насоса подається до сопла струминного насоса через колону НКТ, а змішаний потік піднімається на поверхню по затрубному простору (зворотна схема).

На рисунку 10.9 показана схема стаціонарної частини зануреного обладнання установки струминного насоса, що спускається на колоні НКТ разом із пакером. Ця частина включає колону НКТ 1, корпус струминного насоса 2, пакер 8 і приймальний патрубок 9. У корпусі струминного насоса 2 виконані радіальні канали 3, що сполучають

порожнину посадкового конуса 4 з каналами підведення рідини, що інжектуються 5, а також розміщений дифузор 6, сполучений радіальними отворами 7 із затрубним простором свердловини. Підпакерний простір з'єднаний з насосом патрубком 9.

Ефективна експлуатація свердловин установками струминних насосів залежить від герметичності основних елементів зануреного обладнання. При будь-якій компоновці зануреного обладнання утворюється три суміжні порожнини з різними тисками рідин, що



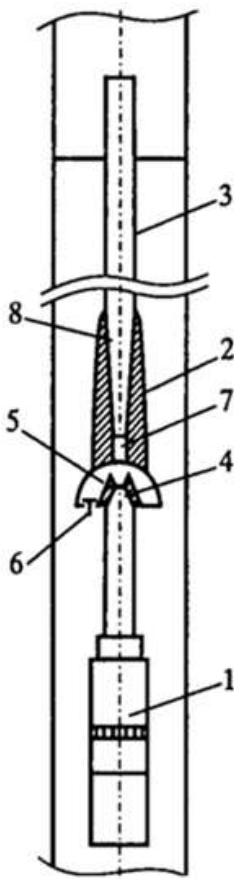
рухаються в них: підпакерна порожнина, порожнина НКТ і порожнина затрубного простору. При цьому кожна з порожнин пов'язана із зануреним струминним насосом. Так для однетрубної зворотної схеми УСН із пакером по колоні НКТ до струминного насоса рухається робоча рідина під високим тиском; у підпакерному просторі – рідина, що інжектуються, низького тиску; у затрубному просторі – змішаний потік робочої та рідини, що інжектуються, тиск у якому визначається гідравлічними опорами та вагою гідростатичного стовпа змішаного потоку. Виходячи з викладеного, герметичність елементів занурювального обладнання є однією з важливих умов нормальної роботи УСН. Тому контроль герметичності системи є основною операцією під час запуску УСН у роботу.

Рисунок 10.9 – Схема стаціонарної частини занурювального обладнання установки струминного насоса

1 – колона НКТ; 2 – корпус насоса; 3 – радіальні канали; 4 – посадковий конус; 5 – канали підведення рідини, що інжектуються; 6 – дифузор насоса; 7 – радіальні отвори; 8 – пакер; 9 – приймальний патрубок

Тандемні установки струминних насосів із зануреним силовим приводом

Широко застосовувані для видобування нафти установки занурених електричних відцентрових насосів (УЗВН) можна використовувати як силові приводи струминних насосів, формуючи так звані тандемні установки «Відцентровий Насос–Струминний



Насос». Під тандемними розуміють такі установки для експлуатації свердловин, глибинний насосний агрегат яких має принаймні два насоси з різним або однаковим принципом дії.

Принципова схема тандемної установки «Відцентровий Насос–Струминний Насос»

Схема тандемної установки «Відцентровий Насос– Струминний Насос», призначена для підвищення ефективності та оптимізації підйому продукції свердловини завдяки максимальному використанню енергії газу, що виділяється з нафти, та для підвищення дебіту. На рисунку 10.10 наведено принципову схему тандемної установки «Відцентровий Насос–Струминний Насос». Установка включає занурений агрегат УЗВН 1, що спускається на колоні НКТ 3, на викиді якого встановлено струминний насос, що включає корпус 2, сопло 4, приймальну камеру 5, зворотний клапан 6, камеру змішування 7 і дифузор 8.

Рисунок 10.10 – Принципова схема тандемної установки «Відцентровий Насос–Струминний Насос»

1 – занурювальний агрегат УЗВН; 2 – корпус струминного насоса; 3 – колона НКТ; 4 – сопло; 5 – приймальна камера; 6 – зворотний клапан; 7 – камера змішування; 8 – дифузор

Принцип роботи тандемної установки наступний. Продукція свердловини, що відкачується зануреним відцентровим насосом, подається до сопла 4 струминного насоса, де швидкість потоку зростає. Струмін, що витікає із сопла, потрапляє в приймальну камеру 5, знижуючи в ній тиск. При цьому відкривається зворотний клапан 6 і частина продукції свердловини (рідина та відсепарований на вході в насос вільний газ) надходить в приймальну камеру. У камері 7 відбувається змішування силової рідини (продукції свердловини) із сумішшю, що інjektується із затрубного простору; тут формується дрібнодисперсна газорідинна суміш, яка після проходження через дифузор 8, потрапляє в колону НКТ 3 і піднімається на поверхню.

Тандемні установки мають такі переваги порівняно з іншими типами струминних насосів:

- збільшення відбору продукції із видобувних свердловин;

– максимальне використання відсепарованого у прийомі відцентрового насоса вільного газу для підйому продукції свердловини, а також додаткове виділення газу з розчину внаслідок зниження тиску в соплі та в приймальній камері з формуванням у камері змішування дрібнодисперсної суміші (тобто створення найбільш сприятливої емульсійної структури суміші);

– підвищення ККД установки внаслідок виключення каналу подачі силової (робочої) рідини (зниження гідравлічних втрат) та завдяки найповнішому та ефективному використанню енергії вільного газу (збільшення газліфтного ефекту);

– спрощення конструкції установки із струминним насосом, підвищення надійності її роботи та зниження металоємності (виключається варіант дворядного підйомника або необхідність використання пакера, відпадає необхідність спеціальної підготовки робочої рідини та обслуговування всього поверхневого обладнання УСН);

– спрощення та скорочення термінів підземного ремонту свердловин.

Крім того, враховуючи характеристики $Q - H$ відцентрового та струминного насоса, можна говорити про гнучкість тандемної установки і автоматичну зміну режиму її роботи при зміні умов експлуатації, пов'язаних зі зміною пластового тиску, властивостей продукції та продуктивності свердловини; при цьому відцентровий насос працює в оптимальному режимі.

Іншою важливою перевагою тандемних установок «Відцентровий Насос–Струминний Насос» є можливість виклику припливу, освоєння та виведення на проєктний режим роботи свердловин різних категорій складності, які не можуть бути освоєні іншими способами протягом часу, який регламентується допустимою вартістю процесу освоєння.

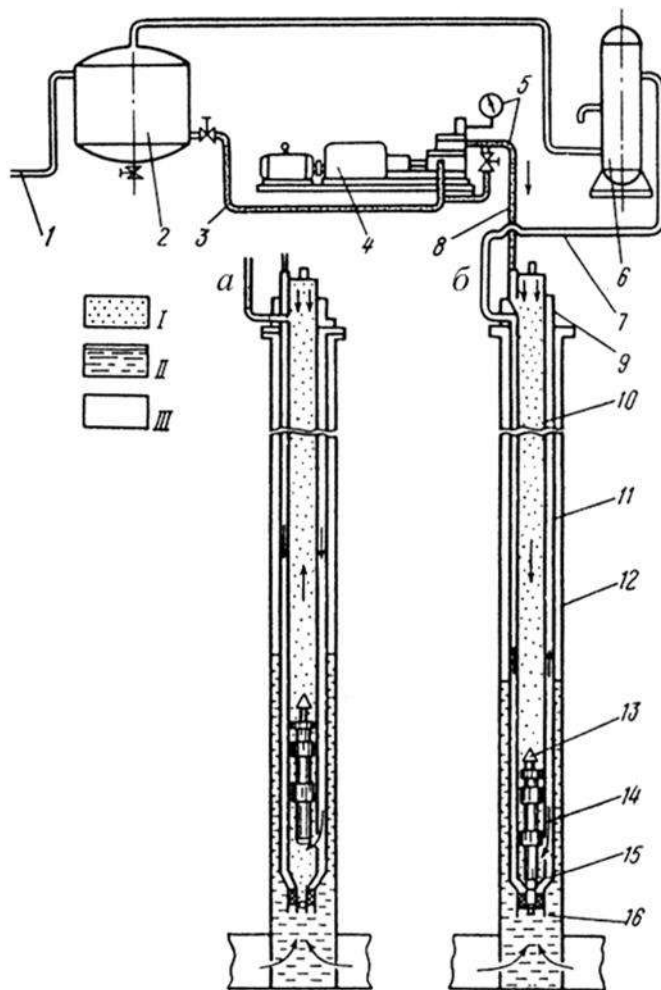
10.7. Установки гідравлічних поршневих насосів

Установки гідравлічних поршневих насосів (УГПН) призначені для експлуатації високодебітних глибоких свердловин, продукція яких не містить механічних домішок.

Схема і принцип дії УГПН

Обладнання УГПН складається із наземної та зануреної частин. Наземна частина включає силовий та підпірний насоси, ємність і обладнання для підготовки силової рідини, систему трубопроводів

і кранів, а також контрольно-вимірювальні прилади. Занурений агрегат УГПН складається з трьох основних елементів: поршневого гідравлічного двигуна, плунжерного (поршневого) насоса, з'єднаних між собою жорстким штоком, і золотникового керуючого пристрою, привод якого здійснюється від з'єднувального жорсткого штока (золотниковий пристрій гідравлічного типу). Занурений агрегат є складною гідравлічною машиною з дуже високою точністю виготовлення пар тертя: «поршень–циліндр» гідродвигуна; «поршень (плунжер)–циліндр» насоса та гідравлічного золотникового пристрою.



Гідропоршневі насосні установки (рис. 10.11) складаються з поршневого гідравлічного двигуна і насоса 13, встановленого в нижній частині НКТ 10, силового насоса 4, розташованого на поверхні, ємності 2 для відстоювання рідини і сепаратора 6 для її очищення. Насос 13, скидається з поверхні в НКТ 10 і сідає в сидло 14 та ущільнюється у посадковому конусі 15 під впливом тиску робочої рідини, що нагнітається у свердловину по центральній колоні НКТ 10. Золотниковий пристрій направляє рідину в простір над або під поршнем двигуна, і тому він робить вертикальні

Рисунок 10.11 – Схема компоновки обладнання УГПН

а – підйом насоса; *б* – робота насоса; 1 – трубопровід; 2 – ємність для робочої рідини; 3 – всмоктувальний трубопровід; 4 – силовий насос; 5 – манометр; 6 – сепаратор; 7 – викидна лінія; 8 – напірний трубопровід; 9 – обладнання гирла свердловини; 10 – НКТ (63 мм); 11 – НКТ (102 мм); 12 – обсадна колона; 13 – гідропоршневий насос (скидального типу); 14 – сидло гідропоршневого насоса; 15 – посадковий конус; 16 – зворотний клан; I – робоча рідина; II – видобута рідина; III – суміш відпрацьованої та видобутої рідин

зворотньо-поступальні рухи. Нафта зі свердловини всмоктується через зворотний клапан 16 і направляється у кільцевий простір між внутрішньою 10 і зовнішньою 11 колонами НКТ. У цей простір із двигуна надходить і відпрацьована рідина (нафта), тобто по кільцевому простору на поверхню піднімається одночасно видобута і робоча рідина. При підйомі насоса змінюється направлення нагнітання робочої рідини, яку подають у кільцевий простір.

Розрізняють гідропоршневі насоси одинарної і подвійної дії, з роздільним і спільним рухом видобувної рідини з робочою і т. п.

На рисунку 10.12 наведено схеми занурених агрегатів УГПН: із плунжерним насосом одинарної дії (схема а) та з поршневим насосом подвійної дії (схема б). Є конструкції, в яких занурений агрегат скидається у свердловину з наступною посадкою в посадковий конус (фіксація агрегата в колоні НКТ), а підйом зануреного агрегата зі свердловини здійснюється силовою рідиною (СР). Відомі також конструкції зануреного агрегата, які спускаються у свердловину на колоні НКТ.

Експлуатація свердловин УГПН здійснюється за дво- або триканальними схемами. При двоканальній схемі у свердловину спускаються концентрично дві колони НКТ: по внутрішній колоні малого діаметра подається силова рідина до зануреного гідродвигуна; кільцевий зазор між колонами НКТ служить для підйому продукції свердловини (ПС) і відпрацьованої силової рідини. Двоканальна схема може бути реалізована і при одній колоні НКТ, але при цьому колона НКТ пакується у свердловині: через НКТ подається силова рідина, а через затрубний простір піднімається суміш продукції свердловини і відпрацьованої силової рідини. Як силова рідина в цьому випадку використовується сама продукція свердловини, що, природно, вимагає її певної підготовки на гирлі, чим ускладнюється наземна частина обладнання.

Кращою є триканальна схема, при якій силова рідина не змішується з продукцією свердловини, але ця схема потребує спуску у свердловину трьох колон НКТ: по внутрішній колоні до гідродвигуна подається силова рідина; по кільцевому зазору між першою (внутрішньою) колоною НКТ і другою піднімається на гирло відпрацьована силова рідина; по кільцевому зазору між другою і третьою (зовнішньою) колонами НКТ піднімається продукція свердловини. Таку схему можна реалізувати і при спуску двох колон НКТ, але при цьому зовнішня колона повинна бути запакована в

свердловині; при такій схемі підйом свердловинної продукції здійснюється по затрубному простору.

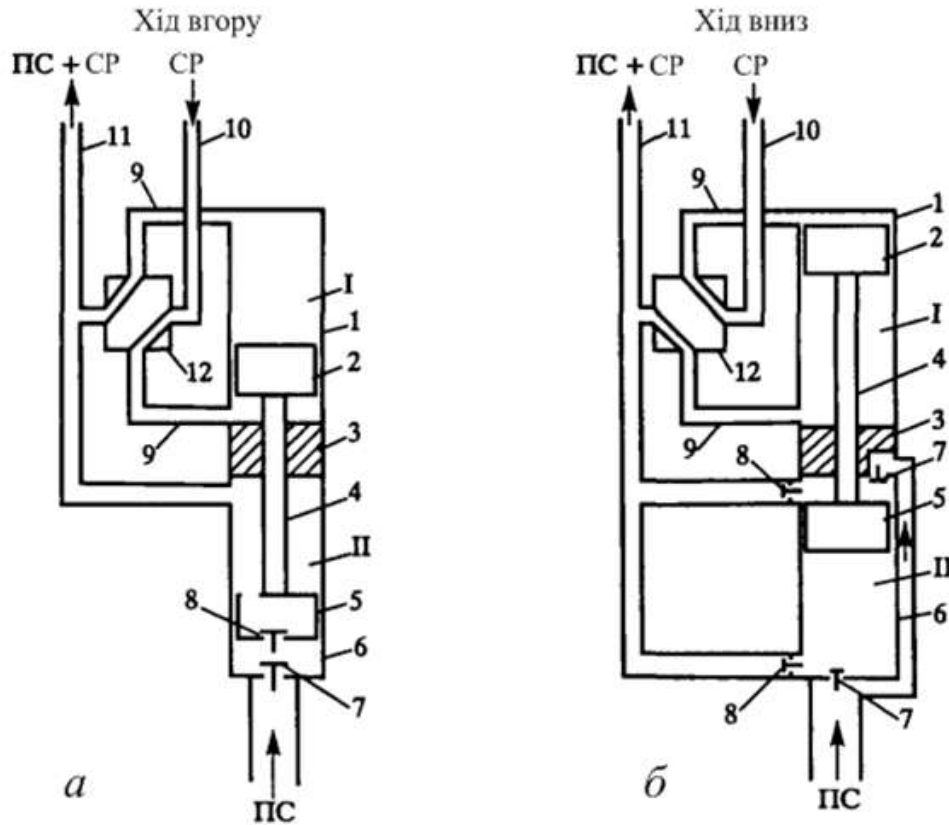


Рисунок 10.12 – Принципові схеми занурювального агрегата УГПН

а – з плунжерним насосом одинарної дії; *б* – з поршневым насосом подвійної дії; *I* – гідродвигун; *II* – плунжерний (поршковий) насос; *1* – циліндр гідродвигуна; *2* – поршень гідродвигуна; *3* – ущільнювач-розділювач; *4* – сполучний жорсткий шток; *5* – плунжер (поршень) насоса; *6* – циліндр насоса; *7* – всмоктувальний клапан; *8* – нагнітальний клапан; *9* – перепускний канал; *10* – канал підведення силової гідрорідини (СР); *11* – канал відведення продукції свердловини (ПС) та силової рідини; *12* – золотниковий пристрій

Принцип дії зануреного агрегата з плунжерним насосом одинарної дії (рис. 10.12, *а*) наступний. Розглянемо хід вгору. При подачі силової рідини в канал підведення *10* золотниковий пристрій *12* по перепускному клапану *9* підводить силову рідину під поршень *2* гідродвигуна *I*, внаслідок чого поршень гідродвигуна рухається вгору, витісняючи відпрацьовану силову рідину з циліндра *1* через перепускний канал *9* і золотниковий пристрій *12* у канал для відведення ПС і СР *11*, в якому вони змішуються та піднімаються на

гирло. Плунжер насоса 5 жорстко з'єднаний з поршнем 2 гідродвигуна, також рухається вгору; при цьому нагнітальний клапан 8 закритий, а всмоктувальний клапан 7 відкритий. Продукція свердловини витісняється з циліндра 6 над плунжером у канал для відведення ПС і СР 11; одночасно продукція свердловини надходить у циліндр насоса під плунжером 5. Коли поршень гідродвигуна приходить у верхню мертву точку, золотниковий пристрій перемикає подачу силової рідини в циліндр гідродвигуна над поршнем (позиція золотникового пристрою 12 на рис. 10.12, б). Поршень 2 і плунжер 5 починають рух униз. Відпрацьована силова рідина з-під поршня гідродвигуна через перепускний канал 9 і золотниковий пристрій 12 витісняється в канал відведення 11. Всмоктувальний клапан 7 насоса закривається, відкривається нагнітальний клапан 8, і продукція свердловини перетікає через плунжер у циліндр 6 над плунжером 5 і далі – в канал відведення 11.

Принцип дії зануреного агрегата з поршневим насосом подвійної дії (рис. 10.12, б) наступний. При ході вниз силова рідина з каналу підведення 10 через золотниковий пристрій 12 і пропускний канал 9 подається в циліндр 1 гідродвигуна над поршнем 2, змушуючи його рухатися вниз. Відпрацьована силова рідина з-під поршня 2 через перепускний канал 9 і золотниковий пристрій 12 витісняється в канал відведення 11. Рух вниз робить і поршень насоса 5. При цьому нижній всмоктувальний клапан 7 закритий, а верхній всмоктувальний клапан 7 відкритий; нижній нагнітальний клапан 8 відкритий, а верхній нагнітальний клапан 8 закритий. З об'єму циліндра 6 під поршнем продукція свердловини нагнітається в канал відведення продукції 11, змішуючись в ньому з відпрацьованою силовою рідиною. Об'єм циліндра 6 над поршнем 5 під час руху його вниз через верхній всмоктувальний клапан 7 заповнюється продукцією свердловини.

При ході вгору відкривається нижній всмоктувальний клапан 7 і закривається верхній всмоктувальний клапан 7; при цьому нижній нагнітальний клапан 8 закритий, а верхній нагнітальний клапан 8 відкритий. Йде заповнення свердловинною продукцією об'єму циліндра 6 під поршнем 5 і витіснення свердловинної продукції з об'єму циліндра 6 над поршнем 5.

Тут описані лише важливі схеми занурених агрегатів із насосами одинарної і подвійної дії. У зануреному агрегаті з насосом одинарної дії диференційного типу роль золотникового пристрою виконує спеціальний керуючий клапан із каналами, розміщеними у поршні гідродвигуна.

УГПН забезпечують підйом рідини з великих глибин (4 000 – 4 500 м) при ККД до 0,6. Перевага гідропоршневих насосів – можливість автоматизації та дистанційного керування спуско-підймальними роботами при заміні насоса. Недоліки УГПН пов'язані з необхідністю облаштування промислу системою постачання свердловин робочою рідиною з ретельним її очищенням, яка потрібна для успішної роботи гідравлічного двигуна.

10.8. Установки вібраційних насосів

Установки вібраційних насосів (УВН) призначені для підйому рідини зі свердловин під дією пружних деформацій рідини і колони труб, що генеруються вібратором.

Дослідження вібраційного або звукового насоса для експлуатації свердловин показало можливість його практичного застосування для підйому продукції свердловин, у тому числі й зі значним вмістом механічних домішок (піску).

В основі установки вібраційного насоса лежить використання енергії подовжень і стискань колони насосно-компресорних труб, які чергуються в часі, при дії на неї змінної збудовуючої сили.

Схему вібронасосної установки наведено на рисунку 10.13. Установка складається з колони звичайних насосно-компресорних труб 1, у муфтових з'єднаннях якої встановлені кулькові клапани 2. На відміну від кулькових клапанів глибинних плунжерних насосів кульки клапанів вібраційного насоса повинні мати меншу масу, тому вони виготовляються із легких матеріалів на основі алюмінію, пластичних матеріалів тощо. Клапан із примусовою посадкою кульки гвинтовою пружиною. Щоб уникнути самовідгвинчування труб внаслідок коливальних коливань колони муфти мають спеціальні стопори 3; зниження тертя колони НКТ в обсадній колоні досягається установкою центраторів 4.

На гирлі колони НКТ підвішується на вібраційній плиті 7, яка через кілька гвинтових пружин 6 опирається на опорну плиту 5. Жорсткість пружин розрахована таким чином, що під дією ваги колони НКТ не відбувається їх просідання; в той же час під час роботи насоса колони НКТ може здійснювати вертикальні коливання з амплітудою 10 – 15 мм.

Для надання колоні труб коливань на верхньому її кінці встановлено спеціальний вібратор 8, що складається з двох маховиків з ексцентриками, які обертаються в протилежних напрямках. Зустрічний рух маховиків забезпечується зубчастою передачею. Так

як маховики обертаються назустріч один одному, ексцентрики переміщуються вгору або вниз одночасно; в горизонтальній площині один рухається вліво, інший – вправо, усуваючи горизонтальні коливання і посилюючи – вертикальні. Привод вібратора здійснюється від електродвигуна або двигуна внутрішнього згоряння.

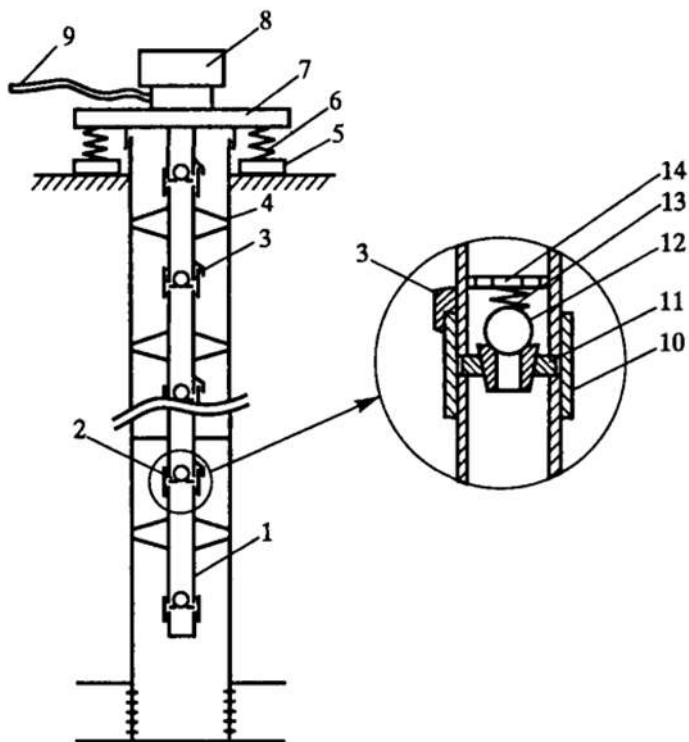


Рисунок 10.13 – Принципова схема вібронасосної установки

1 – колона НКТ; 2 – кульковий клапан; 3 – стопор; 4 – центратор НКТ; 5 – опорна плита; 6 – пружини; 7 – вібраційна плита; 8 – вібратор; 9 – гнучкий шланг; 10 – муфта НКТ; 11 – сідло кулькового клапана; 12 – кулька; 13 – пружина клапана; 14 – упор пружини клапана

Внаслідок роботи вібратора від верхнього кінця колони НКТ поширюються пружні коливання зі швидкістю звуку в матеріалі труб (сталі) (приблизно 5 000 м/с), а в продукції, що відкачується – зі швидкістю 1 000 – 1 500 м/с. При рівності частоти вимушених коливань і власної частоти системи різні ділянки колони труб то розтягуються, то стискаються з досить високою частотою. Щоб уникнути руйнування колони труб, необхідно дотримуватись умови: напруга від створюваних коливань не повинна перевищувати межі пружності матеріалу труб.

Принцип роботи насоса наступний. Оскільки нижня частина колони труб занурена в рідину, що відкачується, а колона під час коливання розтягується на 10 – 15 мм із прискоренням, що перевищує

прискорення вільного падіння g , рідина, піднімаючи кульку, рухається вгору. В наступний момент, коли колона стискається, кулька сідає в сідло, перекриваючи шлях руху рідини вниз. Внаслідок повторення циклів “розтягування–стискання” рідина піднімається до гирла, де відводиться у збірну ємність через гнучкий шланг 9.

Оскільки клапани встановлені в кожному муфтовому з'єднанні колони НКТ (приблизно через 8 м), кожен клапан піддається тиску стовпа рідини висотою 8 м, що не є великою величиною і не спричиняє практичного зношування клапанів (кульок і сідел), а також дозволяє відкачувати рідину зі значним вмістом механічних домішок.

Практика застосування вібраційних насосів для експлуатації свердловин у США показала, що якщо колона НКТ спущена у свердловину без центраторів, то в ній виникає бічна вібрація, яка спричиняє вигин труб (особливо в муфтових з'єднаннях). Аварії з трубами внаслідок бічної вібрації відбуваються переважно в нижній частині колони труб, де виникає максимальна згинаюча сила. З метою ліквідації цього недоліку розроблені спеціальні центратори, що дозволяє застосовувати вібраційні насоси в похило-скерованих і викривлених свердловинах.

Встановлено, що не існує граничної глибини, з якої можливе відкачування рідини вібронасосом. При цьому при глибинах спуску понад 2 000 м більша частина ваги колони НКТ може передаватися на обсадну колону через спеціальні пристрої, що встановлюються в обсадній колоні.

Основні переваги вібронасоса такі:

- невисока вартість виготовлення та експлуатації;
- простота наземного обладнання і мала металомісткість;
- можливість відкачування рідини з піском;
- можливість використання у викривлених свердловинах;
- порівняно високий ККД установки.

Недоліки УВН:

- неможливість механічної очистки труб від відкладень парафіну;
- погіршення показників роботи насоса при відкачуванні парафінистих нафт внаслідок відкладення парафіну у клапанах;
- можливість втомних руйнувань колони НКТ.

Підсумовуючи, слід зазначити, що вібраційні насоси можна віднести до перспективних технічних засобів експлуатації свердловин, зокрема і для шельфових родовищ.

10.9. Установки гвинтових насосів

Гвинтові насоси розвивають напір внаслідок обертання металевого гвинта 1 (рис. 10.14, б) в еластичній (гумовій) обоймі 2. При цьому по довжині насоса утворюються замкнені порожнини, заповнені рідиною, що відкачується, які пересуваються від входу в насос до його викиду, де рідина виштовхується в нагнітальну лінію.

Установки гвинтових насосів (УГН) відомі як установки з насосом типу MOINEAU і набули певного поширення у видобутку нафти.

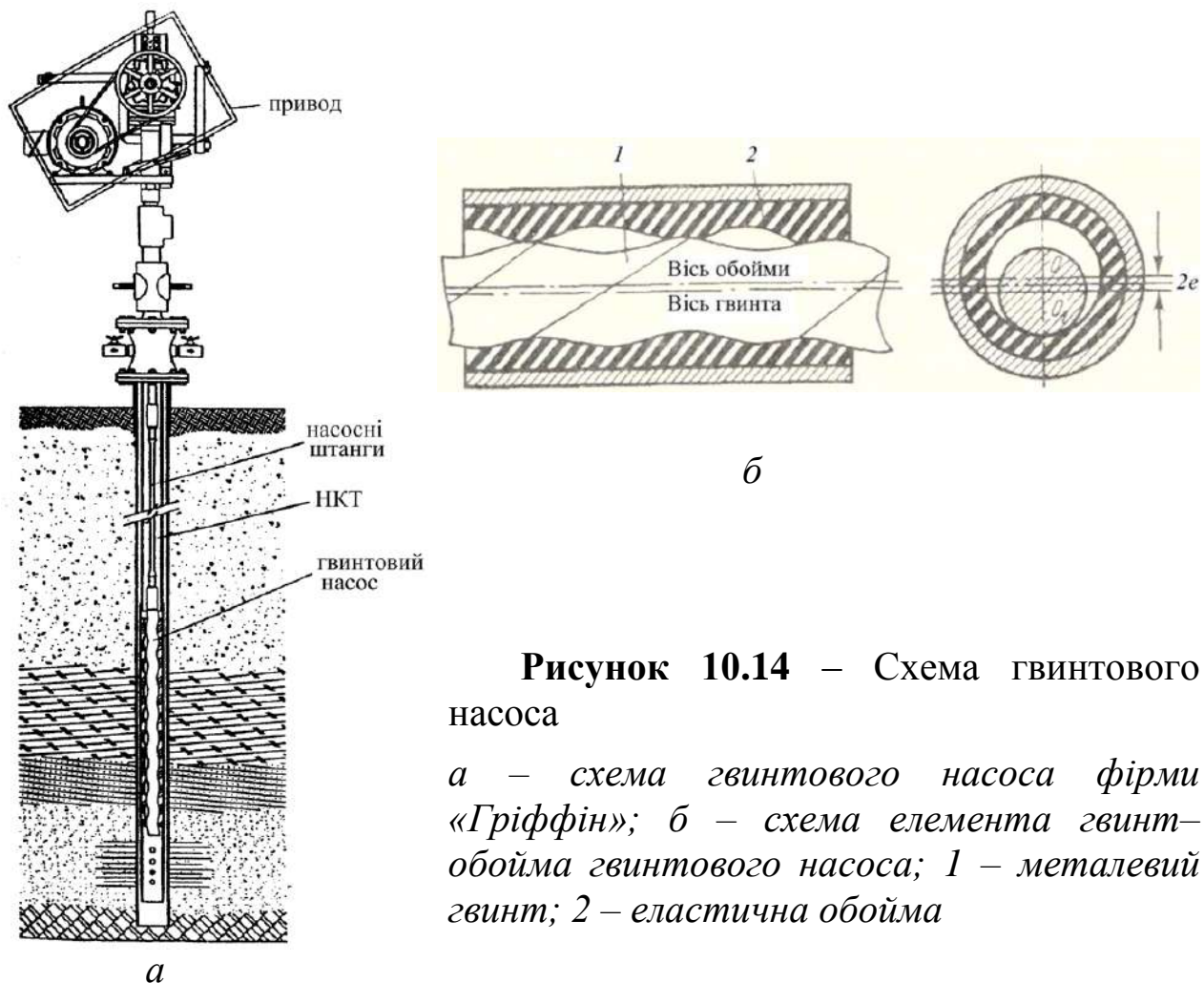


Рисунок 10.14 – Схема гвинтового насоса

а – схема гвинтового насоса фірми «Гріффін»; *б* – схема елемента гвинт–обойма гвинтового насоса; 1 – металевий гвинт; 2 – еластична обойма

Розглянемо одnogвинтовий занурений насос, який складається з ротора (рис. 10.15, а) у вигляді простої спіралі (гвинта) з кроком $l_{\text{рот}}$ і статора (рис. 10.15, б) у вигляді подвійної спіралі з кроком $l_{\text{ст}}$, який у два рази перевищує крок ротора, тобто:

$$l_{\text{ст}} = 2l_{\text{рот}} \quad (10.1)$$

На рисунку 10.15, в схематично показана частина гвинтового насоса в зборі. Основними параметрами гвинтового насоса є діаметр

ротора D , довжина кроку статора $l_{ст}$ та ексцентриситет e . Порожнини, сформовані між ротором і статором, розділені. При обертанні ротора ці порожнини переміщуються як по радіусу, так і по осі. Переміщення порожнин призводить до проштовхування рідини знизу вгору, тому іноді цей насос називають насосом із порожниною, що переміщається.

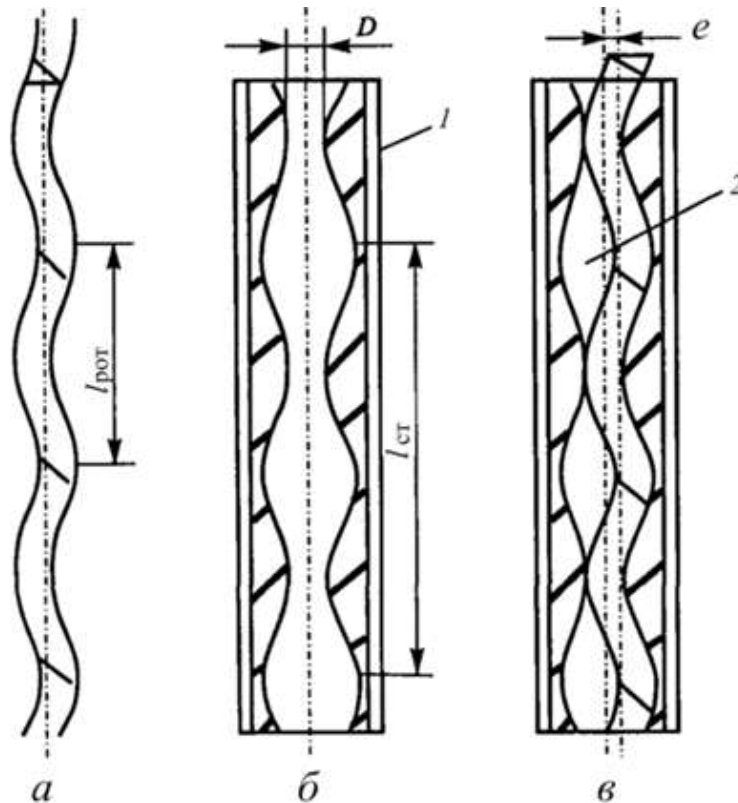


Рисунок 10.15 – Схема гвинтового насоса

а – ротор; б – статор; в – насос у зборі; 1 – корпус насоса; 2 – порожнина між статором та ротором

Ротор є однозахідним гвинтом із плавною нарізкою і виготовляється з високоміцної сталі з хромованим або іншим покриттям проти стирання. Статор є двозахідною гвинтовою поверхнею з кроком удвічі більшим, ніж крок гвинта ротора, виготовляється зі спеціальної гуми або пластичного матеріалу і встановлюється в корпусі насоса. До матеріалу для статора пред'являються досить жорсткі вимоги.

У кожному поперечному перерізі статора лежить коло, а центри цих кіл лежать на гвинтовій лінії, вісь якої є віссю обертання ротора. У будь-якому поперечному перерізі ротора круговий переріз зміщений від осі обертання на відстань e , що називається *ексцентриситетом*.

Поперечні перерізи внутрішньої порожнини статора вздовж осі однакові, але повернені відносно один одного; через відстань, рівну кроку статора $l_{ст}$, ці перерізи співпадають. Перетин внутрішньої порожнини статора являє собою два півкола з радіусом, рівним радіусу перерізу ротора, центри яких (півкіл) рознесені на відстань $4e$. При обертанні ротора він обертається навколо власної осі; одночасно сама вісь ротора здійснює круговий рух по колу діаметром $2e$ (рис. 10.16).

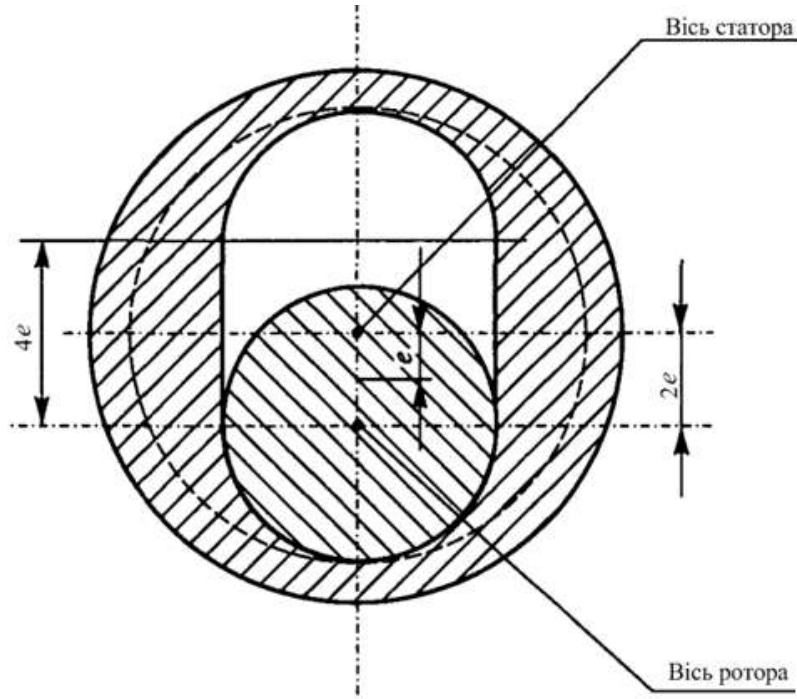


Рисунок 10.16 – Поперечний переріз статора та ротора гвинтового насоса

Спіральний гребінь ротора по всій його довжині знаходиться у безперервному контакті зі статором; при цьому між ротором і статором утворюється порожнина, площа перерізу якої дорівнює добутку діаметра ротора D на відстань $4e$, а осьова довжина цієї порожнини дорівнює кроку статора $l_{ст}$. Ця порожнина заповнена продукцією, що відкачується зі свердловини, і при повороті ротора на один оберт продукція переміщується вздовж його осі на відстань $l_{ст}$.

Таким чином, фактична добова подача гвинтового насоса Q ($\text{м}^3/\text{доб}$) дорівнює:

$$Q = 4e \cdot D \cdot l_{ст},$$

$$Q = 60 \cdot 24 \cdot 4e \cdot D \cdot l_{ст} \cdot n \cdot \eta \quad (10.2)$$

або

$$Q = 11520 \cdot 4e \cdot D \cdot l_{ст} \cdot n \cdot \eta, \quad (10.3)$$

де e – ексцентриситет, м;
 D – діаметр ротора, м;
 l_c, l_p – відповідно крок статора та ротора, м;
 n – число обертів ротора, 1/хв;
 η – коефіцієнт подачі установки.

Головним конструктивним недоліком одногвинтового зануреного насоса, є виникнення осьової сили внаслідок перепаду тисків на викиді та прийомі, що діє на ротор.

На нафтових промислах застосовують гвинтові насоси, що складаються з двох роторів, які нагнітають рідину назустріч один одному і мають окремі прийоми та загальний викид. Ротори з'єднані між собою та із зануреним електродвигуном валом із ексцентриковими муфтами; ротори обертаються в одному напрямку, але один із них має правий напрямок спіралі, а інший – лівий. При цьому верхній ротор подає рідину зверху вниз, а нижній знизу вгору. Така схема врівноважує осьове навантаження, що діє на ротори. Ексцентрикові муфти дозволяють роторам обертатися не тільки навколо своєї осі, а й по колу діаметром $2e$. Ексцентрикові муфти працюють у рідині, що відкачується.

Приводи гвинтового насоса можуть бути зануреними (наприклад, занурений електричний двигун типу ЗЕД) або поверхневими. При використанні електродвигуна типу ЗЕД у комплект установки входить автотрансформатор, станція керування з усіма системами автоматики та захисту, гирлова арматура, електричний кабель і занурювальний агрегат із протектором. Зазвичай, електродвигун типу ЗЕД чотирикутний, маслозаповнений, з гідрозахистом.

Частота обертання вала двигуна приблизно 1 400 об/хв, тому в шифрі занурених гвинтових установок є буква «Т», що означає тихохідний. Зниження частоти обертання вала електродвигуна пов'язано з принципом дії насоса, у якого зі збільшенням частоти обертання погіршуються експлуатаційні характеристики через збільшення зносу, нагрівання та зниження ККД.

Установка спускається в свердловину на колоні НКТ. Занурений насос має двосторонній прийом продукції та загальний викид у простір між нижнім і верхнім роторами. Далі продукція рухається кільцевим зазором між корпусом статора верхнього насоса і корпусом насоса, проходить через спеціальні похилі канали і потрапляє в головну частину зануреного насоса. У головній частині насоса є багатофункціональний запобіжний клапан поршнево-золотникового

типу. Продукція обходить цей клапан спеціальними каналами, проходить через шламову трубу і потрапляє в колону НКТ.

У занурених гвинтових насосах поршнево-золотниковий клапан є одним із відповідальних елементів і виконує такі функції:

- при спуску зануреного агрегата у свердловину з'єднує затрубний простір з колоною НКТ (перетікання рідини із затрубного простору в колону НКТ через насос неможливе);

- при підйомі зануреного агрегата зі свердловини з'єднує порожнину НКТ із затрубним простором із можливістю зливу рідини з НКТ;

- при відкачуванні рідини з великим вмістом вільного газу або при недостатньому припливу з пласта скидає частину продукції з викиду в затрубний простір; при нормальній подачі скидання рідини припиняється;

- при непередбаченому підвищенні тиску на викиді насоса, наприклад, внаслідок закриття засувки на гирлі, клапан спрацьовує і скидає рідину в затрубний простір (гвинтовий насос є об'ємним насосом, тому не може працювати в режимі закритої засувки на лінії нагнітання);

- виключає роботу насоса в режимі сухого тертя ротора в статорі, запобігаючи поломці насоса;

- запобігає зниженню динамічного рівня до приймальної сітки верхнього насоса, скидаючи частину рідини з викиду в затрубний простір; при цьому подача установки знижується, спрацьовує захист станції керування, і установка відключається. Після відновлення нормального динамічного рівня клапан закриває спускний канал і установка переходить у нормальний режим роботи з розрахунковою подачею.

При неправильному підборі установки гвинтового насоса до умов свердловини, коли приплив із пласта менший за розрахункову подачу установки, занурений насос працюватиме в режимі періодичного скидання частини рідини з НКТ у затрубний простір через відкритий поршнево-золотниковим клапаном спускний канал, що може привести до вимкнення установки захистом станції керування.

Таким чином, поршнево-золотниковий клапан багатофункціонального призначення відповідальний за надійну тривалу та безаварійну роботу зануреного насоса та всієї установки загалом.

Шламова труба призначена для уловлювання твердих частинок, які можуть з'являтися в колоні НКТ (окалина, скляна крихта чи

шматочки емалі при використанні покритих склом або емаллю труб) і запобігання їх попаданню в насос. При попаданні цих частинок у зазор між ротором і статором, вони призводять до пошкодження статора.

Вал зануреного електродвигуна з'єднується з валом протектора, який, з'єднується з валом насоса через пускову муфту. Муфта з'єднує вали тільки після того, як електродвигун розвиває частоту обертів, відповідну максимальному крутному моменту. Для цього в муфті є висувні ексцентрикові кулачки, що входять у зачеплення лише за певної частоти обертання вала електродвигуна. Крім того, пускова муфта запобігає обертанню вала насоса в напрямку, протилежному робочому.

Ексцентрикові муфти, яких у зануреному агрегаті чотири (одна з'єднує вал протектора з нижнім ротором; дві – ротори між собою, ще одна встановлена на верхньому кінці верхнього ротора), дозволяють верхньому та нижньому роторам обертатися не лише навколо своєї осі, але і по колу діаметром $2e$.

Занурені гвинтові насоси призначені для відкачування зі свердловин рідини високої в'язкості. Крім того, такі насоси є об'ємними і тому менш чутливі до наявності в рідині, що відкачується, вільного газу порівняно з відцентровими насосами, вони допускають вищий газовміст на вході в насос. Найслабкішим елементом гвинтового насоса є статор, оскільки при відкачуванні продукції з механічними домішками відбувається пошкодження його поверхні; крім того, статор пошкоджується при недостатньому змащуванні.

Промисловістю випускаються гвинтові насоси з подачею від 40 до 240 м³/доб. УГН рекомендуються для експлуатації свердловин за таких умов:

- в'язкість нафти до 20 Па с;
 - підвищений вміст вільного газу;
 - великі відхилення свердловини від вертикалі (до 70 °).
- ККД гвинтових насосів досягає 80 %.

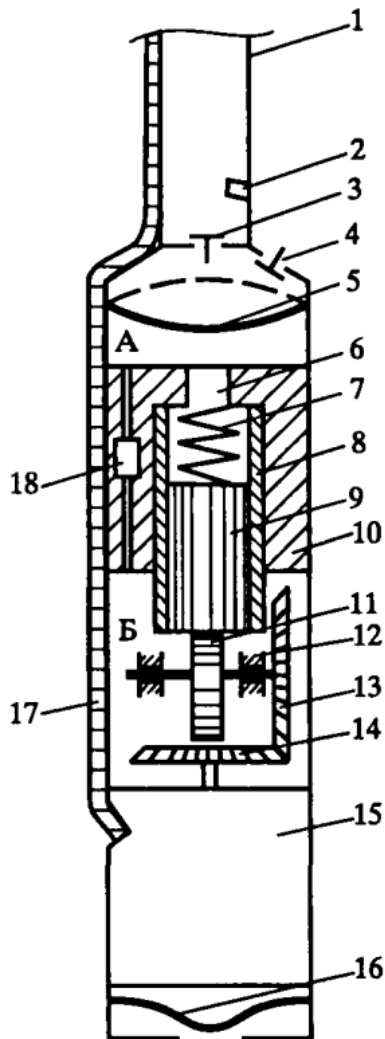
10.10. Установки з діафрагмовими насосами

Діафрагмові насоси є насосами об'ємного типу. Основним робочим елементом насоса є діафрагма, яка відокремлює рідину, що відкачується, від контакту з іншими елементами насоса.

Свердловинний діафрагмовий насос приводиться в дію зануреним електродвигуном, аналогічним тому, який

використовується в установках із гвинтовими насосами. Установка з діафрагмовим насосом (УДН) складається з наземного та зануреного обладнання. Наземне обладнання аналогічне обладнанню для експлуатації свердловин гвинтовими насосами. Занурений агрегат спускається в свердловину на колоні НКТ, а живлення електродвигуна здійснюється по кабелю, який закріплюється на колоні НКТ.

Схема зануреного агрегата показана на рисунку 10.17. Глибинний насос складається з двох частин: верхньої, в якій



розміщена кругла діафрагма 5, що ділить цю частину на наддіафрагмову порожнину і є, по суті, насосом із нагнітальним клапаном 3 і всмоктувальним клапаном 4, і нижню піддіафрагмову порожнину А, яка заповнена мастилом. Порожнина А утворена діафрагмою 5, а також парою «циліндр 8 – поршень 9», які розміщені в корпусі 10, у верхній частині якого є осьовий канал 6, сполучений з камерою А. Зверху поршень підпружинений гвинтовою пружиною 7. Між занурюваним електродвигуном 15 і поршнем 9 є камера Б, також заповнена мастилом. У нижній частині поршень 9 контактує з ексцентриком 11, закріпленим на осі в опорі 12. На цій же осі закріплено зубчасте колесо 13. Друге зубчасте колесо 14 закріплено на вихідному валу зануреного електродвигуна 15. Зубчасті колеса 13 і 14 утворюють кутову зубчасту передачу. У нижній частині зануреного двигуна є компенсаційна діафрагма 16. Електродвигун, камери А і Б заповнені тим самим мастилом. Камери А і Б можуть

Рисунок 10.17 – Принципова схема занурюваного діафрагмового агрегату насосної установки

1 – колона НКТ; 2 – зливальний клапан; 3 – нагнітальний клапан; 4 – всмоктувальний клапан; 5 – діафрагма; 6 – осьовий канал; 7 – гвинтова пружина; 8 – циліндр; 9 – поршень; 10 – корпус; 11 – ексцентрик; 12 – опора; 13, 14 – зубчасті колеса; 15 – занурюваний електродвигун; 16 – компенсаційна діафрагма; 17 – електричний кабель; 18 – спеціальний клапанний вузол

сполучатись через спеціальний клапанний вузол 18, розташований у корпусі 10. Камера *A* має певний об'єм, а отже, і об'єм мастила в ній. Витоки мастила з камери *A* через зазор «циліндр–поршень» в камеру *B* призводять до відкриття клапанного вузла 18 і поповнення мастила в камері *A*. Надлишки мастила в камері *A* також скидаються в камеру *B* клапанним вузлом 18. Електричне живлення до занурюваного електродвигуна подається по кабелю 17.

Принцип роботи насоса наступний. Обертання вала двигуна приводить у дію кутову зубчасту передачу. Разом із обертанням зубчастого колеса 13 обертається ексцентрик 11, приводячи в зворотно-поступальний рух поршень 9, притиснутий до ексцентрика пружиною 7. На схемі (рис. 10.17) показано нижнє положення поршня. Оскільки об'єм камери *A* постійний, простір, звільнений поршнем у циліндрі, заповнюється мастилом і діафрагма займає нижнє положення, показане на рисунку 10.17. За час руху поршня вниз тиск у наддіафрагмовій порожнині знижується, нагнітальний клапан закривається, відкривається всмоктувальний клапан і продукція свердловини надходить у наддіафрагмову порожнину. Під час ходу поршня вгору тиск у камері *A* підвищується, приводячи до переміщення вгору і діафрагму. Тиск у наддіафрагмовій порожнині підвищується, всмоктувальний клапан 4 закривається, а нагнітальний клапан 3 відкривається; рідина з наддіафрагмової порожнини витісняється у колону НКТ. Зміна об'єму камери *B* при русі поршня змінює і об'єм мастила у ній. Ці зміни компенсуються компенсаційною діафрагмою 16.

Занурюваний двигун має частоту обертання вала 1 350 – 1 400 обертів за хвилину. Кутова зубчаста передача знижує частоту обертання ексцентрика приблизно вдвічі; таким чином число подвійних ходів поршня становить приблизно 700 за хвилину при довжині ходу від 2,5 до 15 мм. Довжина ходу поршня визначається подвоєним ексцентриситетом *e* ексцентрика 11.

Добова подача діафрагмового насоса визначається за формулою:

$$Q = 2261 \cdot d_{\text{п}}^2 \cdot e \cdot \eta \cdot n_{\text{д}} / i, \quad (10.4)$$

де $d_{\text{п}}$ – діаметр поршня, м;

e – ексцентриситет, м;

$n_{\text{д}}$ – число обертів електродвигуна, 1/хв;

i – знижувальне передавальне відношення кутової зубчастої передачі;

η – коефіцієнт подачі установки.

Діафрагмові насосні установки призначені для експлуатації свердловин із агресивною продукцією, що також містить механічні домішки. Це пов'язано з тим, що продукція, що відкачується, не контактує з рухомими деталями занурюваного агрегата, будучи відділеною від них діафрагмою.

Контрольні питання

1. Як класифікують глибинно-насосні установки за принципом дії глибинного насосу?
2. Як класифікують глибинно-насосні установки за типом передачі енергії глибинному насосу від приводного двигуна?
3. Як поділяються штангові глибинно-насосні установки за конструкцією?
4. Як поділяються ШГНУ за типом використовуваного приводу?
5. Як поділяються безштангові глибинно-насосні установки за типом використовуваного приводу?
6. Як поділяються глибинні насоси за подачею?
7. Як поділяються глибинні насоси за висотою підйому (напором)?
8. Яке призначення установок занурюваних відцентрових насосів?
9. З яких основних елементів складаються УЗВН?
10. Якого виконання випускаються промисловістю УЗВН?
11. Поясніть принцип роботи установок струминних насосів.
12. Поясніть принцип роботи тандемних установок струминних насосів із зануреним силовим приводом.
13. Поясніть принцип роботи установок гідравлічних поршневих насосів.
14. Поясніть принцип роботи установок вібраційних насосів.
15. Поясніть принцип роботи установок гвинтових насосів.
16. Поясніть принцип роботи установок з діафрагмовими насосами.

11. ОДНОЧАСНО-РОЗДІЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ КІЛЬКОХ ПЛАСТІВ ОДНІЄЮ СВЕРДЛОВИНОЮ. ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ СВЕРДЛОВИН

11.1. Сфера застосування одночасно-роздільної експлуатації кількох пластів однією свердловиною

Одночасно-роздільна експлуатація (ОРЕ) уможлиблює реалізацію системи роздільної розробки об'єктів багатопластового родовища однією сіткою свердловин, а також є одним із методів регулювання розробки родовища за економії коштів.

Застосування одночасно-роздільної експлуатації доцільне з техніко-економічної точки зору за наявності в розрізі багатопластового родовища окремих продуктивних пластів, що різняться колекторськими властивостями (проникність, пористість), властивостями (в'язкість, склад) та умовами залягання флюїдів (пластовий тиск, газова шапка). При цьому пласти мають складатись із стійких порід, а відстань між ними повинна бути достатньо великою для створення надійного цементного кільця між експлуатаційною колоною і гірськими породами, для запобігання перетіканню рідини при максимально можливих перепадах тиску між пластами, і для посадки пакера в експлуатаційній колоні. Перепад тиску на 1 м висоти цементного кільця не повинен перевищувати 2 МПа, а для надійної посадки пакера потрібна висота не менше 3 м.

Обладнання для одночасно-роздільної експлуатації має забезпечувати надійне розмежування пластів, створення заданого вибірного тиску навпроти кожного пласта, регулювання та вимірювання дебіту з кожного пласта та виконання всіх інших технологічних операцій, які здійснюються в однопластових свердловинах (освоєння, інтенсифікація, ремонт тощо).

У свердловинах великих діаметрів легше досягти виконання всіх наведених вимог і створити надійне обладнання. При експлуатації кожного пласта по окремому каналу у свердловині (без змішування продукції) суттєво ускладнюється необхідне обладнання, але це не створює ускладнень для регулювання і дослідження дебітів. За можливості змішування продукції спрощується обладнання, але ускладнюється регулювання і дослідження дебітів кожного пласта.

Розрізняють одночасно-роздільне видобування нафти (ОРВ), одночасно-роздільне запомповування води (ОРЗ) та їх поєднання (ОРВ-ОРЗ). Однією свердловиною переважно експлуатують тільки

два пласти. Експлуатація трьох і більше пластів утруднена і тому така технологія застосовується рідко.

11.2 Схеми обладнання одночасно-роздільної експлуатації кількох пластів однією свердловиною

Схеми обладнання для одночасно-роздільного видобування залежать від комбінації різних способів експлуатації в одній свердловині. Технологічну схему ОРВ прийнято називати за назвою способів експлуатації пластів із переходом знизу вгору. Наприклад, під схемою насос-газліфт розуміємо таке: нижній пласт експлуатується насосним способом, а верхній – газліфтным.

При фонтанній експлуатації двох пластів можна відокремити схеми обладнання із застосуванням однієї колони, концентричних і паралельних колон НКТ.

Обладнання із застосуванням паралельних колон НКТ використовують тоді, коли змішувати продукцію пластів недопустимо (рис. 11.1). Паралельне підвішування труб передбачається в устаткованні типу УФ2П для експлуатаційних колон діаметром 146 і 168 мм (позначення: У – устаткування; Ф – фонтанне; 2П – з двома паралельними рядами НКТ). Таке устаткування містить фонтанну арматуру типу АФП із паралельним підвішуванням НКТ (здвоєну з двострунними викидами) і пакер із гідравлічним якорем, який опускають на одній колоні НКТ. Конструкція фонтанної арматури дає змогу демонтувати фонтанну ялинку без глушіння свердловини, а також виконувати технологічні операції окремо по кожному пласту у процесі експлуатації та ремонту свердловини.

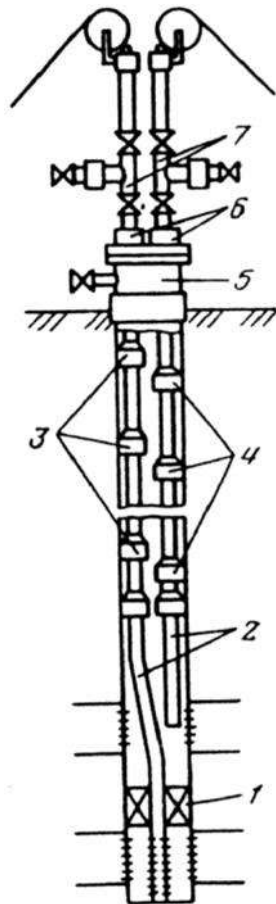
Для фонтанної експлуатації двох пластів використовують також устаткування для внутрішньо-свердловинного газліфта (УВСГ). При цьому в дреселі замість штуцера встановлюють заглушку. В устаткуваннях УВСГ, як і в УФ2П, відбувається відокремлене транспортування продукції двох пластів.

В устаткуваннях ОРЕ-2ФМ продукція двох роздільно фонтануючих пластів змішується у свердловині і подається на поверхню по одній колоні НКТ.

При використанні двох концентричних рядів НКТ встановлюють два пакери: один – між обсадною колоною та зовнішньою колоною НКТ, інший – між НКТ. Пласти експлуатують окремими каналами.

Для експлуатації трьох пластів можна використовувати дві паралельні колони НКТ і два пакери або три колони НКТ і три пакери.

Аналогічно діють при експлуатації чотирьох і більше пластів, причому застосовують багатотрубні пакери. Для експлуатації великої кількості пластів (до 8) застосовують паралельні та концентричні ряди насосно-компресорних труб.



При поєднанні фонтанного та будь-якого механізованого способів експлуатації свердловин можливі різні комбінації: фонтан–газліфт; фонтан–ШГНУ, фонтан–УЗВН, фонтан–УГПН тощо.

Порівняно просто реалізується схема ШГНУ–фонтан, коли опускають один ряд НКТ (або два паралельних ряди) з пакером і якорем, а продукцію відбирають по НКТ і затрубному простору (або по другому ряду НКТ).

Схема фонтан–ШГНУ потребує застосування двох пакерів для відбирання продукції з верхнього пласта по НКТ і з нижнього – по обвідній трубі та затрубному простору.

В устаткованні типу 1УФН продукція двох пластів змішується в НКТ; в устаткованні типу 2УНФ продукція фонтануючого пласта подається по затрубному простору, а пласта, що експлуатується насосом – по НКТ.

Рисунок 11.1 – Схема устаткування УФ2П для роздільної експлуатації двох пластів із двома паралельними рядами труб за схемою фонтан-фонтан

1 – пакер; 2 – насосно-компресорні труби; 3, 4 – малогабаритні пускові клапани з примусовим відкриття відповідно для першого і другого рядів труб; 5 – трійник фонтанної арматури (для сполучення з затрубним простором); 6 – дворядний сальник; 7 – трійники для направлення продукції у викидні лінії

Відомі схеми фонтан–УЗВН, які передбачають використання за допомогою струминного насоса надлишкової енергії високонапірного пласта або УЗВН із метою інтенсифікації відбору зі слабкофонтануючого (низьконапірного) пласта.

Найважче реалізувати схеми поєднання різних механізованих способів експлуатації, насос–газліфт, ШГНУ–ШГНУ, УЗВН–УЗВН тощо. При таких схемах немає можливості якісно проводити дослідні роботи по кожному пласту, утруднюється сепарація газу. Комбінації різних типів насосів ускладнюють обладнання.

При застосуванні схеми ШГНУ–газліфт у свердловину опускають дві колони НКТ із пакером, а газ подають по затрубному простору. Оскільки УЗВН має великі габарити, то для схеми УЗВН–УЗВН запропоновані конструкції обладнання передбачають використання однієї колони НКТ, одного або двох УЗВН, вибійних регуляторів дебіту, а також почергового відбирання із кожного пласта.

Серед запропонованого обладнання з використанням ШГНУ при застосуванні схеми ШГНУ–ШГНУ можна виділити схеми з підвішуванням двох насосів (вставних, невставних, диференційних) на одній колоні штанг, із застосуванням паралельних колон НКТ (для експлуатації двох і трьох пластів). Роздільне видобування нафти з двох пластів, коли допустиме змішування їх продукції, можна здійснити за допомогою одного ШГНУ шляхом застосування вибійних штуцерів або з почерговою експлуатацією пластів. Для одночасно-роздільної експлуатації двох пластів штанговими насосами призначені устаткування УГРП, УГР і 1УНР.

Устаткування УГРП забезпечує роздільне транспортування продукції кожного пласта, що досягається опусканням двох паралельних колон НКТ (на одній із них встановлюється пакер). Надземне обладнання містить верстат-гойдалку (ВГ), до якої прикріплюється спеціальна канатна підвіска ПКР-12 для підвішування двох колон насосних штанг і обладнання гирла ОГП-168 (здвоєного для паралельних рядів труб). Устаткування розроблено в трьох виконаннях: зі звичайними вставними насосами, з невставними або з їх комбінацією.

В устаткуваннях УГР і 1УНР (рис. 11.2) забезпечується спільне транспортування продукції по одній колоні НКТ.

В устаткуванні УГР (рис. 11.2, а) застосовуються два послідовно з'єднані насоси, які приводяться в дію за допомогою однієї колони штанг. Для експлуатації нижнього пласта використовується насос звичайного виконання типу НСВ1 або НСВ2, а для верхнього пласта використовують спеціальні насоси типу НСВЦ або НСНЦ, які мають нерухомий плунжер і рухомий циліндр (буква Ц означає рухомий циліндр). Зворотно-поступальний рух колони штанг передається циліндру верхнього насоса, а потім через спеціальну штангу – нижній колоні штанг і плунжеру нижнього насоса. В устаткуванні невставного виконання колона насосних штанг з'єднується з циліндром верхнього насоса за допомогою автозчепу типу 4АШ.

Устаткування типу 1УНР (рис. 11.2, в) з одним насосом забезпечує відбирання рідини з двох пластів із дуже різними висотами

динамічних рівнів і вибійними тисками. Відмінність від звичайних устатковань полягає у використанні спеціального штангового насоса 1НШСВ або 1НШС, автоматичного перемикача пластів і пакера ПД-ЯГМ (рис. 11.3).

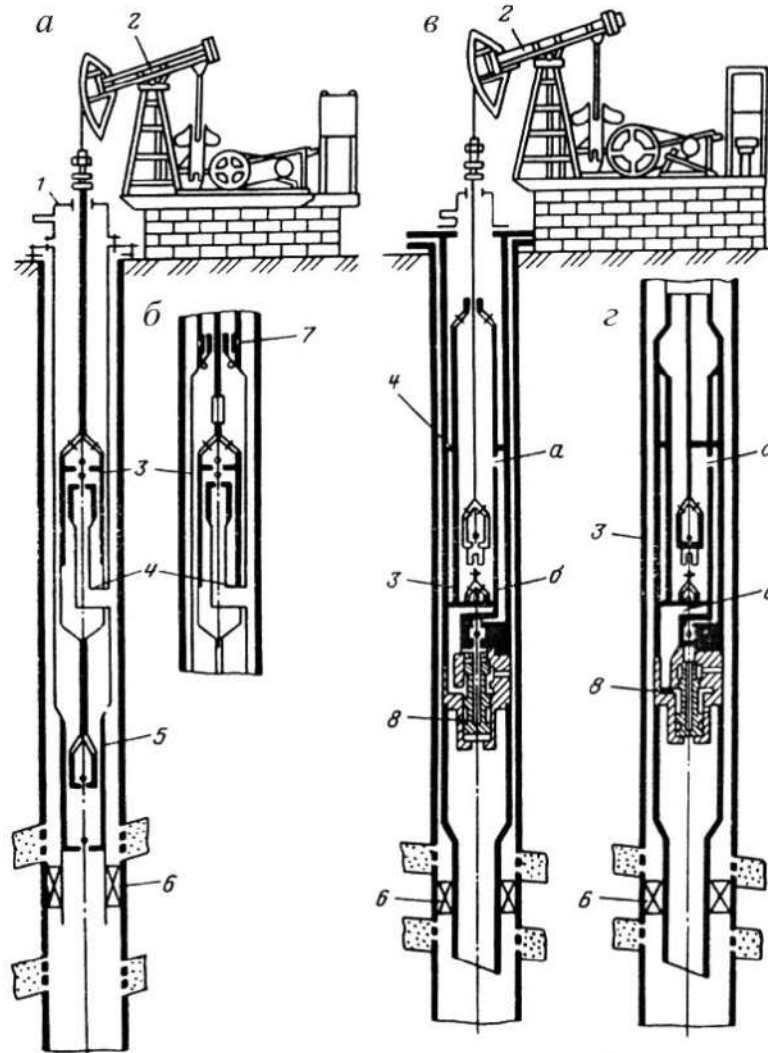


Рисунок 11.2 – Схема устаткувань для одночасно-роздільного видобування нафти штанговими насосами з двох пластів

а – УГР вставного виконання; *б* – УГР невставного виконання;
в – 1УНР вставного виконання; *г* – 1УНР невставного виконання;
 1 – обладнання гирла; 2 – верстат-гойдалка; 3 – верхній насос;
 4 – опора; 5 – нижній насос; 6 – пакер ПН-ЯМ; 7 – автозчеп 4АШ;
 8 – автоматичний перемикач пластів

Під час руху плунжера насоса вгору циліндр спочатку заповнюється рідиною пласта з меншим тиском, а потім (після проходження плунжером отвору на боковій поверхні циліндра) – рідиною пласта з високим тиском. Під час руху плунжера вниз рідина

нагнітається в піднімальні труби. При зменшенні значення вибійного тиску у високонапірному пласті нижче значення тиску низьконапірного пласта перемикач пластів автоматично (під дією перепаду тиску) змінює напрям потоків (переміщується його золотник).

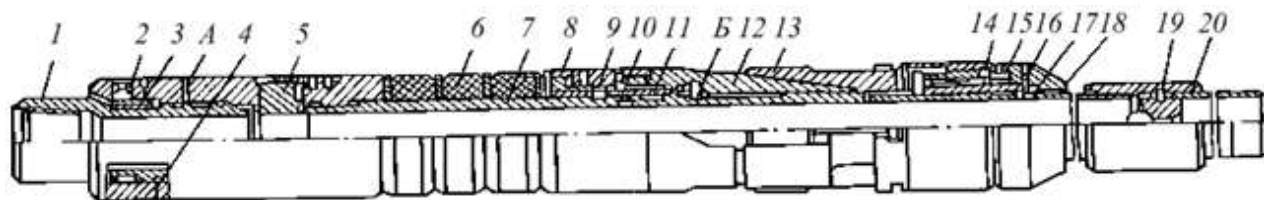


Рисунок 11.3 – Пакер ПД-ЯГМ

1 – шток; 2 – спеціальний гвинт; 3, 4, 8, 15, 16, 19 – зрізні гвинти; 5, 13 – верхня та нижня плашки; 6 – манжета; 7 – стовбур; 9 – захоплення; 10, 14 – шліпси; 11 – поршень; 12 – корпус; 17 – втулка; 18 – центратор; 20 – сідло; А – отвір для з'єднання трубного простору із затрубним; Б – отвір для подачі рідини під поршень

Продуктивнішими є установки з використанням насосів типу НСН2. Різні способи експлуатації можуть поєднуватися. Для форсування відборів рідини з глибокої свердловини, яка розкриває тільки один продуктивний пласт, можна послідовно комбінувати різні способи експлуатації, наприклад поєднувати газліфт із відцентровим насосним способом видобування нафти. У нижній частині стовбура свердловини рідина піднімається завдяки енергії, яку розвиває УЗВН, а у верхній – завдяки енергії газорідинного піднімача.

Відоме також одночасно-роздільне видобування нафти і запомповування води шляхом використання одного або двох рядів НКТ і одного або двох пакерів.

Проводяться роботи із удосконалення та розробки обладнання для одночасно-роздільної експлуатації, проте поки що ОРЕ застосовують рідко.

Контрольні питання

1. Що розуміють під одночасно-роздільною експлуатацією пластів?

2. Охарактеризуйте одночасно-роздільну експлуатацію двох пластів насосним способом.

3. Що розуміють під схемою для експлуатації пластів насос–газліфт?

4. Яка мета застосування пакерів при одночасно-роздільній експлуатації пластів?

12. ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

12.1. Загальна характеристика методів дослідження свердловин і пластів

Основна задача дослідження покладів і свердловин – це одержання інформації про пласти для підрахунку запасів нафти і газу, проектування, аналізу, регулювання розробки покладів і експлуатації свердловин.

Дослідження здійснюють у процесі буріння та експлуатації свердловин і проводять протягом усього періоду розробки родовища.

Дослідження свердловин і пластів можна поділити на первинні, поточні і спеціальні.

Первинні дослідження проводять на стадії розвідки і дослідної експлуатації родовища. Їх задача полягає в отриманні вхідної інформації, потрібної для підрахунку запасів нафти і проектування розробки покладу та проектування експлуатації свердловин.

Поточні дослідження здійснюють у процесі розробки покладу з метою отримання інформації для уточнення параметрів пласта, прийняття рішення щодо регулювання процесу розробки покладу, проектування і оптимізації технологічних режимів роботи свердловин тощо.

Спеціальні дослідження зумовлюються специфічними умовами розробки покладу і експлуатації свердловин (наприклад, впровадження того чи іншого методу підвищення нафтовилучення).

Застосовуються прямі і непрямі методи дослідження. До *прямих досліджень* відносять безпосередні вимірювання тиску, температури у свердловині, методи лабораторного визначення колекторських властивостей пласта і флюїдів за кернавим матеріалом і пробами пластових флюїдів.

Більшість параметрів покладів і свердловин не піддається безпосередньому вимірюванню. Їх визначають не безпосередньо, а шляхом перерахунку за співвідношеннями, якими вони пов'язані з іншими, безпосередньо виміряними побічними параметрами. *Непрямі методи дослідження* за фізичними явищами, які лежать в їх основі, поділяють на промислово-геофізичні, гідродинамічні та інші.

Промислово-геофізичні дослідження свердловин

При промислово-геофізичних дослідженнях свердловин використовують прилади, які опускають у свердловину за допомогою спеціальної лебідки на електричному (каротажному) кабелі; вивчають

електричні властивості порід (електрокаротаж), радіоактивні (радіоактивний каротаж – гамма каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронний каротаж), акустичні (акустичний каротаж), механічні (кавернометрія) та ін.

Промислово-геофізичні дослідження дають змогу непрямыми методами дослідження визначити:

а) характеристику пласта – коефіцієнт пористості (порової, тріщинної, кавернозної), коефіцієнт проникності, нафтоводогазо-насиченість, товщину пласта, глибини залягання його покрівлі і підосви, літологію і глинистість порід;

б) стан розробки покладу – положення ВНК, ГКН та їх просування, швидкість руху і розподіл по свердловинах запомпованих у пласт агентів (метод радіоактивних ізотопів, індикаторні методи та ін.), працюючі інтервали пласта, профілі припливу і поглинання (свердловинна дебіто- і витратометрія, термометрія, фотоколориметрія, визначення вмісту ванадію і кобальту в нафті), інтервали обводнення, склад рідини у стовбурі свердловини і його зміну (гамма-густинометрія, дієлькометрична вологометрія, резистивиметрія тощо);

в) визначити технічний стан свердловини – якість цементування, негерметичність обсадних колон, наявність міжпластових перетоків, товщину стінок обсадних труб та їх дефекти, глибини інтервалів перфорації, елементів обладнання, муфт і вибою свердловини, відкладання парафіну, осадів тощо.

Ці дослідження виконують геофізичні організації. До геофізичних досліджень відносять також свердловинні дебітовитратометричні і термодинамічні дослідження.

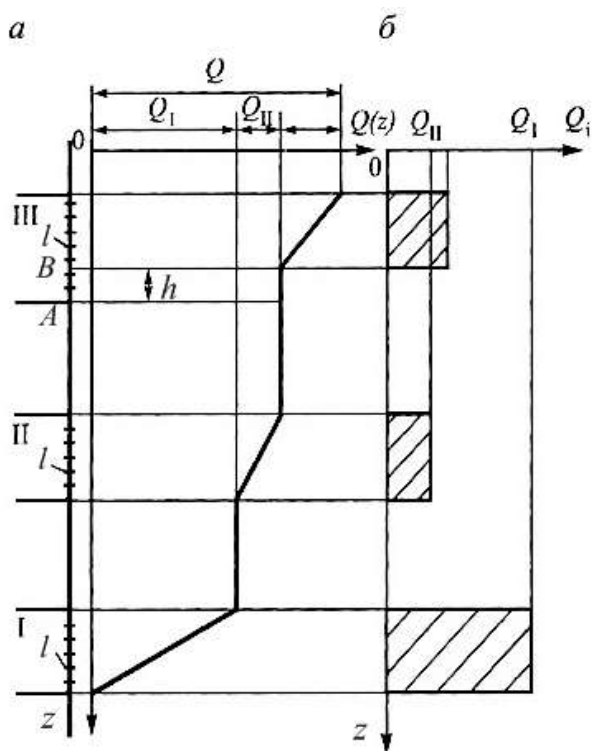
Свердловинні дебіто- і витратометричні дослідження

Такі дослідження дають можливість виділити в загальній товщі пласта працюючі інтервали і встановити профілі припливу у видобувних і поглинання у нагнітальних свердловинах.

За звичай, ці дослідження доповнюються одночасним вимірюванням тиску, температури, вологовмісту потоку (частки води) і їх розподілу вздовж стовбура свердловини.

Для дослідження на електричному кабелі у працюючу нагнітальну свердловину (у діючу видобувну свердловину – дебітомір) на гирлі через лубрикатор опускають свердловинний прилад – витратомір, первинний прилад якого подає на поверхню електричний сигнал, що відповідає витраті рідини. Прилад

переміщують у свердловині періодично з певним кроком (до 1 м) від точки до точки. У кожній точці вимірюється сумарна витрата рідини.



За даними вимірювання будують діаграму інтенсивності (витрато- або дебітограму) або переважно профіль поглинання (припливу) рідини (рис. 12.1). Це дає змогу визначити працюючі інтервали продуктивного пласта, їх часткову участь у загальній витраті (дебіті) рідини, коефіцієнт охоплення розробкою пласта за товщиною (відношення працюючої товщини пласта до нафтонасиченої або до перфорованої), ефективність проведених у свердловині робіт із впливу на привибійну зону пласта.

Рисунок 12.1 – Дебітограма і профіль припливу рідини з пласта

a – дебітограма; *б* – профіль припливу рідини з пласта, який складається з трьох (I, II, III) пропластків; Q – витрата рідини; Q_i – приплив з i -го пропластка; z – вертикальна координата; l – інтервали перфорації; AB – непрацюючий інтервал перфорації товщиною h

За наявності результатів вимірювань вибійного тиску можна визначити також коефіцієнт продуктивності (приймальності) кожного інтервалу або при дослідженнях на кількох режимах роботи свердловини побудувати для них індикаторні діаграми.

Термодинамічні дослідження свердловин

Такі дослідження дають можливість вивчати розподіл температури у тривалий час простоюючій свердловині (геотерма) або в працюючій свердловині (термограма). Дані досліджень використовують для визначення геотермічного градієнта, виявлення працюючих і обводнених інтервалів пласта, здійснення аналізів температурних процесів у пласті при тепловому впливі чи нагнітанні холодної води і стану вироблення запасів нафти під час заводнення, а також контролю технічного стану свердловин і роботи підземного свердловинного обладнання.

Зміну температури T надр Землі з глибиною z (природна геотерма) можна виразити рівнянням:

$$T = T_0 + \Gamma_T \cdot z, \quad (12.1)$$

де T_0 – температура нейтрального шару Землі;

$\Gamma_T = dT/dz$ – геотермічний градієнт (у середньому дорівнює $0,033 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{м}$).

Якщо T_0 звести до рівня поверхні Землі, то під z можна розуміти не глибину від нейтрального шару, а глибину залягання порід від поверхні Землі.

У видобувній свердловині висхідний потік рідини нагріває вищезалеглі породи, причому з часом t розподіл температури стабілізується.

Геотерму і термограми використовують під час проектування і аналізу експлуатації свердловин.

Фільтрація флюїдів у свердловину, як дросельний процес зміни температури ΔT від перепаду тиску Δp (ефект Джоуля-Томсона), згідно з рівнянням:

$$\Delta T = -\varepsilon \Delta p, \quad (12.2)$$

характеризується зміною температури флюїду на її вибої, де ε_d – середній інтегральний коефіцієнт Джоуля-Томсона (дросельний коефіцієнт). Для води $\varepsilon_v = 0,24$, для нафти $\varepsilon_n = 0,41 \dots 0,61$, для вуглеводневого газу $\varepsilon_g = - (3,55 \dots 4,08) \text{ } ^\circ\text{C} / \text{МПа}$. Це означає, що під час припливу води і нафти потік нагрівається, а під час припливу газу – охолоджується.

При припливі однорідної нафти дросельні ефекти незначні (температура нафти може підвищуватися всього на $0,4 \dots 0,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ за депресії тиску приблизно 1 МПа).

Якщо у свердловину припливає газувана нафта (суміш нафти і вільного газу), то зміну температури внаслідок дросельного і калориметричного ефектів можна оцінити за формулою:

$$\frac{T_v - T_{пл}}{p_{пл} - p_v} = \frac{c_n \varepsilon_n \rho_n + c_g \varepsilon_g \rho_g b_n (G_o - a_p p_v)}{c_n \rho_n + c_g \rho_g b_n (G_o - a_p p_v)}, \quad (12.3)$$

де $T_{пл}$, T_v – пластова і вибійна температури;

ε_n – об'ємний коефіцієнт нафти;

$c_{n(g)}$, $\rho_{n(g)}$ – відповідно питома теплоємність, густина за нормальних умов нафти (газу);

G_o – експлуатаційний газовий фактор;

a_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті.

Використовуючи цю формулу можна оцінити відсутність зміни температури ($T_B = T_{пл}$), випадання парафіну з нафти у пласті ($T_B \leq T_H$, де T_H – температура насичення нафти парафіном), радіус зони випадання твердого парафіну в пласті.

На термограмах, знятих відразу після зупинки свердловини, виділяються аномалії температури. Чіткіше такі аномалії видно на термограмах, які знято після зупинки водонагнітальних свердловин, що дає змогу виділити поглинаючі пласти.

Поінтервальний приплив нафти з кількох пластів можна визначити за термограмою знятою у тривало (більше кількох діб) працюючій нафтовій свердловині при постійному відборі. Потoki з кожного пласта, маючи різну температуру і послідовно змішуючись, зумовлюють стрибкоподібну зміну температури потоку суміші. Тоді приплив (Q_{pi} з кожного, послідовно зверху вниз, пласта можна обчислювати за калориметричним рівнянням:

$$\Delta T_{pi} Q_{pi} = \Delta T_i \sum_{i=1}^n Q_i \quad (12.4)$$

де ΔT_{pi} – підвищення температури потоку розглядуваного, i -го пласта біля його покрівлі відносно геотермії;

ΔT_i – зниження температури потоку в межах інтервалу змішування (внаслідок калориметричного ефекту);

Q_{pi} – дебіт розглядуваного інтервалу;

$\sum_{i=1}^n Q_i$ – сумарний дебіт нижчезалеглих пластів відносно розглядуваного, причому для першого пласта $\sum_{i=1}^n Q_i = Q - Q_{p1}$,

Q – загальний дебіт свердловини;

n – кількість пластів.

Витрато- і термометрія свердловин дають змогу також визначити місця порушення герметичності обсадних колон, перетікання флюїдів між пластами тощо.

Гідродинамічні методи дослідження

Суть гідродинамічних методів полягає у вимірюванні дебітів і вибієних тисків (або їх зміни в часі). При цьому, на відміну від промислово-геофізичних і лабораторних методів, дослідженнями охоплюється зона дренавання великих розмірів, а не локальні області привибійної зони.

Безпосередньо за даними цих методів можна визначити коефіцієнт продуктивності (приймальності) свердловини K_0 , коефіцієнт гідропровідності пласта ε , пластовий тиск $p_{пл}$, коефіцієнт п'єзопровідності пласта κ , комплексний параметр κ/r_c^2 (r_c – зведений радіус свердловини), а в поєднанні з геофізичними і лабораторними

дослідженнями – коефіцієнт проникності пласта k і зведений радіус свердловини r_c , коефіцієнт досконалості свердловини δ , скін-ефект.

Гідродинамічні методи дослідження поділяються на дослідження на усталених режимах фільтрації (метод усталених відборів або пробних відбирань) і на неусталених режимах (метод відновлення вибійного тиску і метод гідропрослуховування).

Ці дослідження виконують служби нафтовидобувних підприємств. Для проведення досліджень свердловин і вимірювань складають план-графік. Рекомендована періодичність здійснення досліджень по кожній свердловині допомагає виявити всі зміни умов роботи покладу та свердловин і передбачає:

- один раз на два роки – проводити гідродинамічні дослідження;
- кожного року – визначати профіль припливів та інтервали обводнення;
- один раз на півріччя – вимірювати пластовий тиск $p_{пл}$ і пластову температуру $T_{пл}$, визначати інтервали поглинання, положення ВНК і ГНК у спостережних свердловинах;
- кожного кварталу – вимірювати вибійний тиск p_v ;
- кожного місяця – вимірювати газовий фактор G_o (при $p_{пл} > p_n$);
- один раз на 1 – 2 тижні – вимірювати газовий фактор G_o (при $p_{пл} < p_n$), дебіти, приймальність, обводненість продукції (p_n – тиск насичення нафти газом).

12.2. Технологія і техніка гідродинамічних досліджень і вимірювань

Спосіб експлуатації свердловини накладає технічні обмеження на технологію гідродинамічних досліджень.

Свердловинні прилади для глибинних вимірювань поділяють на автономні (з місцевою реєстрацією) і дистанційні. Місцева реєстрація здійснюється пером на діаграмному бланку, який переміщується за допомогою годинникового приводу. При використанні дистанційних приладів, яким сьогодні віддають перевагу, сигнал передається через несучий електричний кабель і реєструється наземною апаратурою.

Записи на діаграмному бланку обробляють за допомогою різних пристосувань для лінійних вимірювань: мікроскопів, компараторів (переважно польових компараторів типу К-7 з чотири- або десятикратним збільшенням) і відлікових столиків.

При опусканні глибинних приладів у працюючі свердловини з надлишковим тиском на гирлі використовують лубрикатори, які встановлюють на фонтанній арматурі.

Лубрикатор – це труба, що має на одному кінці фланець, а на іншому – сальник для ущільнення дроту або кабеля, на якому опускається прилад у свердловину.

Автономні прилади опускають за допомогою глибинних лебідок або спеціального обладнання для дослідження свердловин, на дроті діаметром 1,6 – 2,2 мм, а дистанційні прилади – на кабелі за допомогою автоматичної станції, яка, крім каротажної лебідки, має наземну вимірювальну апаратуру.

Інтервал опускання приладів контролюється за механічними лічильниками або електричним лічильником глибини.

У високодебітних свердловинах до глибинного приладу підвішують вантажну штангу для збільшення ваги та забезпечення стабільного опускання приладу при висхідному потоці флюїдів.

З метою недопущення аварійних ситуацій, пов'язаних із пошкодженням кабеля або з утворенням петель на дроті, застосовують спеціальне обладнання, яке встановлюється між лубрикатором і фонтанною арматурою.

Прямі вимірювання тиску здійснюють свердловинними манометрами:

а) геліксними (автономними, наприклад, типу МСУ, МГН-2, МГТ-1, дистанційними типу МГН-5);

б) пружинно-поршневыми (автономними, наприклад, типу МГН-1, МПМ-4 і дистанційними типу МГД-36);

в) дифманометрами (прямої дії, наприклад, ДГМ-4М і компенсаційними "Онега-1", "Ладога-1") з діаметром корпусу 25 – 36 мм, верхні межі зміни абсолютного тиску – до 100 МПа, найбільший робочий тиск дифманометрів 40 МПа, діапазон робочих температур від – 10 °С до + 400 °С.

Для вимірювання дебітів (витрат) рідини використовують дистанційні дебітоміри (наприклад, типу РГД-2М, "Кобра-36Р", ДГД-6Б, ДГД-8) і витратоміри (наприклад, типу РГД-3, РГД-4, РГД-5). Діаметр корпусів дебітомірів 26 – 42 мм, межі вимірювання 5 – 200 м³/добу, робочий тиск і температура 20 – 35 МПа та 70 – 100 °С. Діаметр корпусів для витратомірів 42 – 110 мм, межі вимірювання 20 – 3000 м/добу, робочий тиск і температура 50 МПа, 120 °С.

У дебітомірах використовують пакери парасолькового і ліхтарного типів, які розкриваються за допомогою двигунів, а також абсолютні пакери, які розкривають за допомогою насосів.

Витратоміри, зазвичай, є безпакерними. Витратомір "Терек-3" із парасольковим безприводним пакером застосовується для вимірювання витрати гарячої води. Термокондуктивні свердловинні витратоміри (наприклад, типу СТД-2, СТД-4, СТД-16) застосовуються як індикатори руху рідини, особливо в діапазоні малих швидкостей. Їх діаметри – 16 – 36 мм, чутливість – 0,5 м /добу, температура застосування – до 80 °С.

Використовуються комплексні прилади: свердловинні витратоміри-вологоміри, наприклад, ВРГД-36, "Кобра-36РВ", дистанційний прилад ДРМТ-3 (для вимірювання тиску до 60 МПа і температури до 180 °С у фонтанних і насосних свердловинах), комплексна апаратура "Потік-5" (для вимірювання тиску до 25 МПа, температури до 100 °С, витрати 6 – 60 або 15 – 150 м³/добу і вологості рідини до 100 %; діаметр корпусу 40 мм; обладнаний локатором суцільності, що забезпечує точне прив'язування даних до розрізу свердловини).

12.3. Гідродинамічні дослідження свердловин на усталених режимах

Дослідження проводять з метою контролю продуктивності свердловини, вивчення впливу режиму роботи на продуктивність та оцінки фільтраційних властивостей пласта, тобто отримання і оброблення індикаторної діаграми (лінії) свердловини – залежності її дебіту Q від депресії тиску Δp , тобто $Q(\Delta p)$, де депресія тиску $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}$.

Технологія дослідження полягає в безпосередньому вимірюванні дебіту видобувної свердловини Q (або приймальності нагнітальної свердловини) і відповідних їм значень вибірного тиску $p_{\text{в}}$ послідовно на кількох (не менше трьох), попередньо забезпечених, усталених режимах роботи. Тривалість стабілізації режиму роботи залежить від фільтраційної характеристики пласта; яка, зазвичай, оцінюється дослідним шляхом (рядом послідовних вимірювань дебіту Q до настання сталої величини) і становить від кількох годин до 2 – 5 діб.

Дебіт вимірюють на групових вимірювальних установках, наприклад, типу "Супутник" або (на необлаштованих площах) за допомогою індивідуальних вимірювальних установок, які містять

трап і вимірювальну ємність. Дебіт газу вимірюють на вимірювальних установках турбінними лічильниками (типу Агат-1), а на індивідуальних вимірювальних установках (на виході з трапу) – турбінними лічильниками або за допомогою дифманометрів із дросельними пристроями. Приймальність водонагнітальних свердловин на КНС вимірюють лічильниками або витратомірами діафрагмового типу.

Одночасно визначають газовий фактор і відбирають із викидних ліній (або із вимірних ємностей) рідинні проби для визначення в лабораторіях обводненості та наявності піску.

Пластовий тиск $p_{пл}$ вимірюють у зупинених свердловинах, переважно під час здійснення ремонтних робіт, коли тиск у свердловині стабілізувався, потім будують графіки його зміни в часі, екстраполюючи на дату дослідження. Є й інші методи визначення пластового тиску.

За результатами дослідження будують індикаторні діаграми (рис. 12.2). Значення масового дебіту в поверхневих умовах обчислюють шляхом ділення їх на густину розгазованої рідини, а значення об'ємного дебіту в поверхневих умовах перераховують на пластові умови за допомогою об'ємного коефіцієнта b , перемножуючи виміряне значення об'ємного дебіту на об'ємний коефіцієнт b .

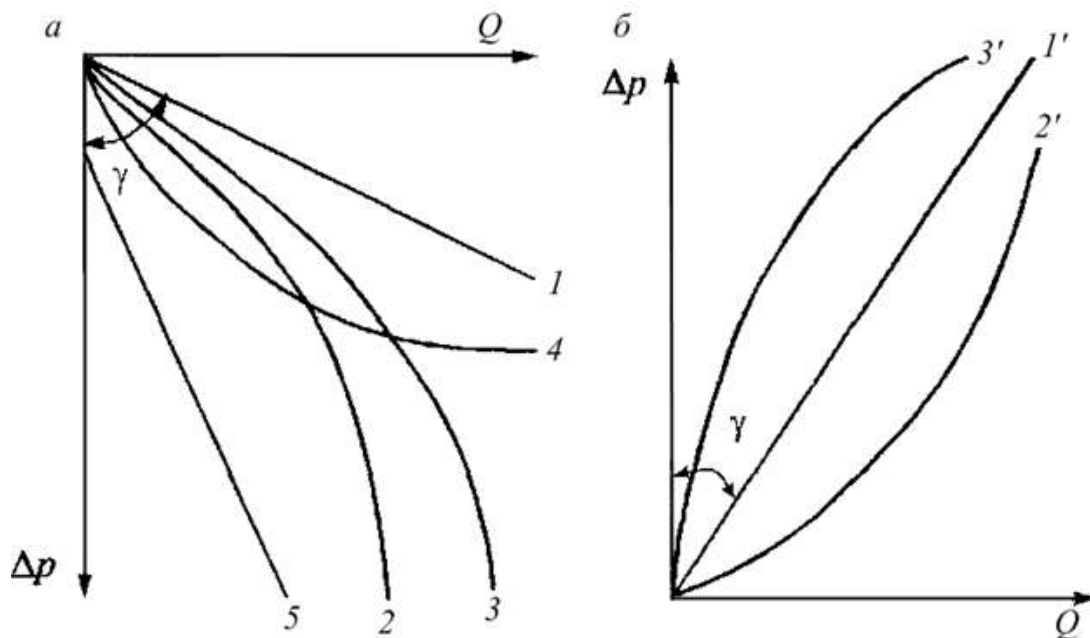


Рисунок 12.2 – Типові індикаторні діаграми видобувних і нагнітальних свердловин

a – видобувні свердловини; *б* – нагнітальні свердловини

Якщо індикаторна діаграма є прямою лінією (рис. 12.2, лінії 1, 1'), що спостерігаємо при фільтрації однофазної рідини (нафти, води) або водонафтової суміші за законом Дарсі, то як тангенс кута γ нахилу лінії до осі депресії тиску визначаємо коефіцієнт продуктивності (приймальності) свердловини:

$$\tan \gamma = K_o = \frac{Q}{\Delta p}, \quad (12.5)$$

причому чим більший кут γ , тим більший коефіцієнт продуктивності свердловини.

Коефіцієнт продуктивності характеризує дебіт свердловини Q при депресії тиску $\Delta p = 1$ МПа і визначається за формулою:

$$K_o = \frac{2\pi kh}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)},$$

де k, h – коефіцієнт проникності і працююча товщина пласта;
 μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;
 R_k, r_c – радіус зони дронування (умовного контура живлення) пласта та зведений радіус свердловини.

Якщо взяти радіус R_k таким, що дорівнює середньоарифметичній величині половин відстаней від досліджуваної свердловини до сусідніх свердловин, а r_c рівним радіусу свердловини за номіналом долота $r_{нд}$ або з урахуванням гідродинамічної недосконалості (з використанням графіків В.І. Щурова⁵ чи емпіричних формул або результатів дослідження на неусталених режимах), то визначимо коефіцієнт гідропровідності пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K_o \ln\frac{R_k}{r_c}}{2\pi}. \quad (12.6)$$

Якщо $r_c = r_{нд}$, то гідродинамічна недосконалість свердловини враховується у величині коефіцієнта гідропровідності ε .

Якщо динамічний коефіцієнт в'язкості μ відомий за результатами лабораторного дослідження глибинних проб рідини, а товщина пласта h визначена геофізичними або дебітометричними методами, то знайдемо коефіцієнт проникності пласта:

$$k = \frac{\varepsilon\mu}{h} \quad (12.7)$$

⁵ Аналітичне вирішення задачі припливу рідини в недосконалій свердловині призводить до складних рівнянь, практичне використання яких ускладнене. Тому В.І. Щуров розробив номограми для різних видів недосконалості свердловин, які являють собою графіки залежності коефіцієнтів емпіричних рівнянь від числа і діаметра отворів, діаметра свердловини, глибини отворів і ступеня розкриття пласта.

або коефіцієнт провідності kh чи коефіцієнт рухомості k/μ .

Індикаторну діаграму при припливі в'язкопластичної нафти показано на рис. 12.2, *a* (лінія 5). Коефіцієнт продуктивності свердловини визначається за формулою:

$$K_o = \frac{q}{\Delta p - \Delta p_o}, \quad (12.8)$$

де Δp_o – початковий перепад тиску.

При викривленні індикаторної діаграми надійність результатів оброблення невисока.

Причинами викривлення індикаторних діаграм видобувних свердловин можуть бути (рис. 12.2, *a*): крива 2 – при $p_b \geq p_H$ порушення закону Дарсі (інерційні опори), залежність коефіцієнта проникності (деформації тріщин) від тиску, або при $p_b < p_H$ виділення газу із нафти (газована нафта); крива 3 – порушення лінійного закону Дарсі при перевищенні критичної депресії тиску (при $p_b \geq p_H$), виділення газу з нафти (газована нафта при $p_b < p_H$), крива 4 – підключення інших пропластків у роботу (збільшення ефективної товщини пласта, збільшення коефіцієнта продуктивності свердловини (через винесення кольматуючих часток), перетікання рідини між пластами, неусталені процеси перерозподілу тиску (витрат рідини) в пласті (при малих коефіцієнтах п'єзопровідності пласта), неусталені капілярні ефекти під час руху водонафтової суміші в дрібнопористому середовищі. Також опуклі до осі дебіту Q індикаторні лінії (лінії 2 і 3) можуть бути пов'язані з природними режимами роботи нафтового пласта – газонапірним, розчиненого газу, гравітаційним і мішаним.

Викривлення індикаторних діаграм нагнітальних свердловин (рис. 12.2, *b*) можуть бути зумовлені або порушенням закону Дарсі (лінія 2'), або деформацією тріщин (лінія 3'), або одночасно одного й іншого.

Названі причини викривлення індикаторних діаграм здебільшого проявляються разом. Якщо вдається виділити причину викривлення, то для оброблення індикаторних діаграм потрібно звернутися до відповідних формул, які вивчаються в підземній гідрогазомеханіці і описані в довідниках.

У загальному випадку рівняння припливу можна записати у вигляді степеневі формули:

$$Q = K'_o (p_{пл} - p_b)^n, \quad (12.9)$$

де $K'_o(\Delta p)$ – коефіцієнт пропорційності як функція депресії тиску Δp (або точніше, вибійного тиску p_b);

n – показник ступеня – показник режиму фільтрації (для опуклих до осі Q кривих $1 > n \geq 0,5$, для ввігнутих кривих – $n > 1$, для прямих ліній – $n = 1$ і $K'_o = K_o$).

Невідомими можуть бути величини K_o , n , $p_{пл}$, які можна знайти з системи трьох рівнянь, яку складаємо згідно з формулою (12.9) для будь-яких трьох точок індикаторної лінії:

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= K'_o(p_{пл} - p_{в1})^n \\ Q_2 &= K'_o(p_{пл} - p_{в2})^n \\ Q_3 &= K'_o(p_{пл} - p_{в3})^n \end{aligned} \right\}, \quad (12.10)$$

при цьому беремо $K_o = \text{const}$, $n = \text{const}$, $p_{пл} = \text{const}$.

Якщо пластовий тиск $p_{пл}$ відомий, то для інтервалів вимірювання можна встановити залежність $K'_o(\Delta p)$.

Фільтрацію обчислюють за формулою:

$$\Delta p = A Q + B Q^2, \quad (12.11)$$

для графічного або аналітичного визначення коефіцієнтів фільтраційного опору A і B якої індикаторну лінію перебудовуємо в пряму в координатах $\Delta p/Q$ від Q . Тоді A та B знаходимо відповідно як відрізок на осі ординат і як кутовий коефіцієнт прямої, причому $A = 1/K_o$, де K_o – коефіцієнт продуктивності свердловини.

При припливі газованої нафти, коли $p_v < p_n$, оброблення даних дослідження здійснюється з використанням функцій Христиановича, тобто:

$$Q = \frac{2\pi k(H_{пл} - H_v)}{\ln \frac{R_K}{r_c}} = \frac{2\pi k h(H'_{пл} - H'_v)}{\mu_n(p_n) \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (12.12)$$

де $(H'_{пл} - H'_v) = \mu_n(p_{пл})(H_{пл} - H_v)$ – різниця функцій Христиановича;

$\mu_n(p_{пл})$ – динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти (при пластовому тиску $p_{пл}$).

Індикаторна діаграма тоді буде прямою лінією в координатах Q від $(H_{пл} - H_v)$ або від $(H'_{пл} - H'_v)$.

При багатопластовому об'єкті експлуатації за даними дебітометричних досліджень індикаторні діаграми зручніше будувати як залежність від p_v (рис. 12.3), причому вибійний тиск p_v зводять для кожного пласта до однієї площини порівняння (зведений тиск). При таких координатах пластовий тиск можна знайти графічно чи аналітично (рис. 12.3) або за формулою:

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{в}} + \frac{Q}{K_0}, \quad (12.13)$$

де K_0 – коефіцієнт продуктивності визначається із графіка як тангенс кута λ , тобто:

$$\tan \lambda = K_0 = \frac{Q_2 - Q_1}{p_{\text{в}1} - p_{\text{в}2}}$$

Дебіт свердловини при вибійному тиску $p_{\text{в}} = 0$ називають *потенційним дебітом* $Q_{\text{п}}$ (рис. 12.3).

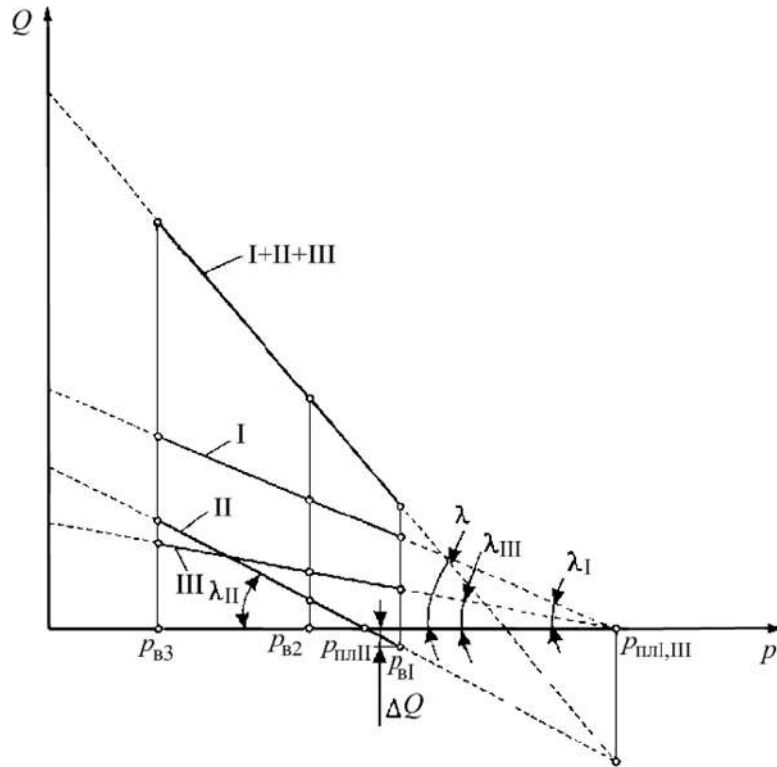


Рисунок 12.3 – Індикаторні діаграми свердловини, яка розкриває три (I, II, III) пласти, і кожний пласт окремо, побудовані за даними дослідження на трьох режимах ($p_{\text{в}1}$, $p_{\text{в}2}$, $p_{\text{в}3}$)

З рисунка 12.3 випливає, що на першому режимі ($p_{\text{в}1}$) з пластів I і III рідина з витратою ΔQ_1 перетікає в пласт II, оскільки $p_{\text{плII}} < p_{\text{в}1}$. Зведені пластові тиски в I і III пластах рівні ($p_{\text{плI}} = p_{\text{плIII}}$), що свідчить про їх гідродинамічний зв'язок (про приналежність до одного покладу). За тангенсами кутів λ можна визначити коефіцієнти продуктивності кожного пласта і об'єкта в цілому.

12.4. Гідродинамічні дослідження свердловин і пластів на неусталених режимах

Метою цих досліджень є оцінка гідродинамічної досконалості свердловини, фільтраційних властивостей та неоднорідності властивостей пласта при зміні тиску (отримання і оброблення кривої зміни тиску в часі).

Технологія дослідження полягає у вимірюванні параметрів роботи свердловини (дебіту або приймальності, тиску) на усталеному режимі, відтак у зміні режиму роботи (дебіту або приймальності) і вимірюванні тиску на вибої або на гирлі "збурюючої" чи реагуючої свердловин. Вибійний тиск вимірюють протягом не менше 30 хв глибинним абсолютним або диференціальним манометром на усталеному режимі під час експлуатації свердловини, а зміну тиску – до 2 – 10 год, що встановлюється в ході дослідження.

Досліджують видобувні, нагнітальні, спостережні і п'єзометричні свердловини. Особливості дослідження зумовлюються способом їх експлуатації.

Теорію дослідження розроблено для умов пружного режиму, коли вибійний тиск $p_v \geq p_n$, де p_n – тиск насичення нафти газом. Допускається проводити дослідження видобувних свердловин, коли $p_v < p_n$, але не більше, ніж на 15 %, якщо в районі досліджуваної свердловини $p_{пл} > p_n$.

У цій групі досліджень основними є методи відновлення (зниження) тиску і гідропрослуховування пласта.

Метод відновлення тиску

Дослідження за цим методом виконують шляхом зупинки свердловини і знімання кривої відновлення (зниження) вибійного тиску в часі.

З використанням методу суперпозиції основну формулу пружного режиму зводять до вигляду:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25kt}{r_c^2}, \quad (12.14)$$

де $\Delta p = p_v(t) - p_{во}$ – збільшення вибійного тиску в часі t після зупинки свердловини відносно усталеного вибійного тиску ($p_{во}$) перед її зупинкою (рис. 12.4, а);

Q – усталений дебіт свердловини до зупинки (зведений до пластових умов);

k – коефіцієнт п'єзопровідності пласта;

t – тривалість дослідження (після зупинки свердловини).

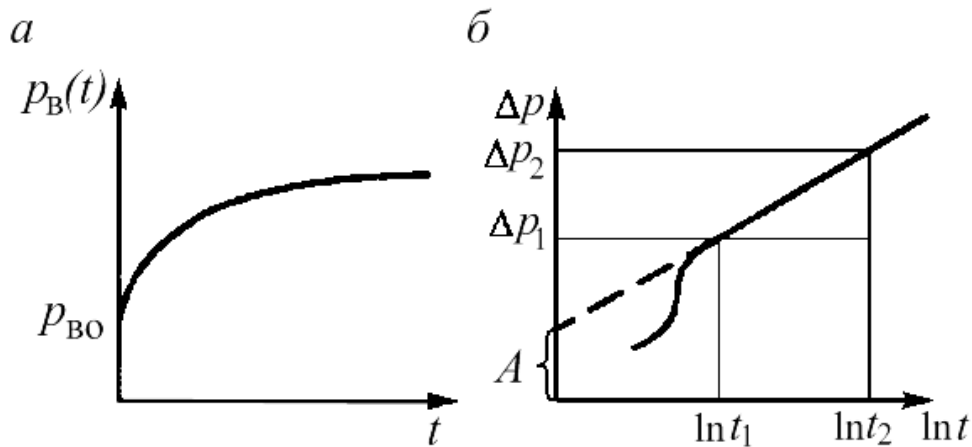


Рисунок 12.4 – Крива відновлення вибійного тиску $p_B(t)$ в часі t і її оброблення за методом дотичної

а – крива відновлення вибійного тиску $p_B(t)$ в часі t ; *б* – оброблення кривої відновлення вибійного тиску за методом дотичної

Криву відновлення вибійного тиску $p_B(t)$ трансформують у пряму (рис. 12.4, б), а рівняння (12.14) перетворюють таким чином:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25R_K}{r_c^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t = A + i \ln t, \quad (12.15)$$

$$\text{де } i = \frac{Q\mu}{4\pi kh}; A = i \ln \frac{2,25R_K}{r_c^2}.$$

Експериментальні точки лише через деякий час лягають на пряму лінію відповідно до рівняння (12.15), що пояснюється триваючим припливом рідини у свердловину після її закриття. До цих точок проводять дотичну, тому метод оброблення результатів дослідження називається *методом дотичної*. Тоді графічно або аналітично знаходять величину фільтраційного опору A як відрізок на осі ординат (рис. 12.4, б) і величину i як кутовий коефіцієнт прямої:

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1}. \quad (12.16)$$

Також можна відповідно до формули (12.15) для двох значень часу t_1 і t_2 скласти систему рівнянь, і з неї знайти A та i . Доцільно брати $t_1 \geq 10^{-3} R_K^2 / \kappa$ і $t_2 \leq (0,1 \div 0,2) R_K^2 / \kappa$.

Потім обчислюють:

коефіцієнт гідропровідності пласта

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi i}; \quad (12.17)$$

коефіцієнт проникності пласта

$$k = \frac{\varepsilon\mu}{h}; \quad (12.18)$$

комплексним параметр

$$\frac{\kappa}{r_c^2} = \frac{e^{A/i}}{2,25}; \quad (12.19)$$

зведений радіус свердловини, враховуючи, що $\kappa = \frac{\mu}{\mu\beta^*}$ (μ і β^* визначають в лабораторії за пробою рідини і за керном),

$$r_c = \sqrt{2,25\kappa e^{-A/i}}; \quad (12.20)$$

коефіцієнт досконалості свердловини при відомому радіусі дренування R_k і радіусі свердловини за номіналом долота $r_{нд}$:

$$\delta_c = \frac{\ln \frac{R_k}{r_{нд}}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad (12.21)$$

коефіцієнт продуктивності свердловини

$$K_o = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad (12.22)$$

де β^* – коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта.

Часто на графіку $\Delta p - \ln t$ виділяються дві або три прямолінійні ділянки (рис. 12.5). Викривлення прямої 1 може спостерігатися:

а) при покращенні (лінія 2) або погіршенні (лінія 3) коефіцієнта проникності і коефіцієнта п'єзопровідності в другій зоні пласта;

б) за наявності між двома зонами з однаковими фільтраційними властивостями зони з покращеними (лінія 4) або погіршеними (лінія 5) властивостями;

в) при заміщенні колектора неколектором (лінія 6);

г) за наявності зони зі сталим тиском, наприклад, контура живлення пласта (лінія 7).

Іншими причинами викривлення прямої може бути наявність зон із різним ступенем прояву аномальних властивостей нафти, пружної ємності тріщин і проникності пористих блоків у тріщинувато-пористому пласті. Обробляючи ці залежності, можна визначити фільтраційні властивості і розміри зон, параметри тріщинувато-пористого пласта.

Тривалий приплив рідини зумовлений немиттєвим закриттям свердловини на гирлі (має бути миттєве закриття на вибої), стисненням газованого стовпа рідини у свердловині і підвищенням рівня рідини в неповній свердловині, що відповідає підвищенню вибійного тиску p_v . Витрату, з якою відбувається тривалий приплив рідини, можна виміряти свердловинним дебітоміром або розрахувати

за змінами гирлового і затрубного тисків (чи рівнів рідини у свердловині).

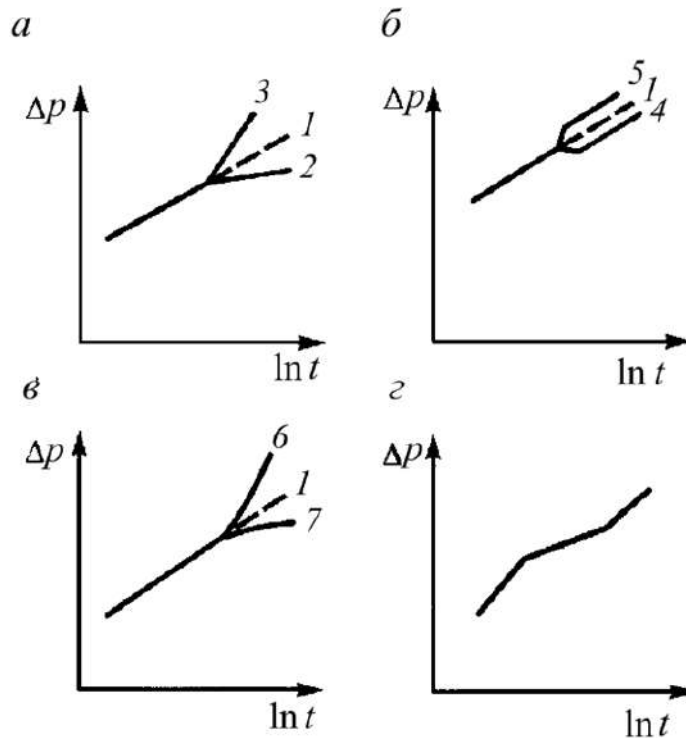


Рисунок 12.5 – Типові криві відновлення тиску

а – в зонально-неоднорідному пласті з двома зонами; *б* – в зонально-неоднорідному пласті з трьома зонами; *а, б* – зони розділені прямолінійною межею; *в* – зони розділені круговою межею; *г* – в тріщинувато-пористому пласті

Є близько 30 методів урахування цього припливу, їх можна поділити на дві групи: диференційні та інтегральні. У групі диференційних методів враховують поточну витрату, а в групі інтегральних – накопичений об'єм рідини, що притікає, тому останні є точнішими. Ці методи дають змогу збільшувати кількість точок, що лягають на пряму.

Припливом можна знехтувати з похибкою до 1 % за умови:

$$\frac{V(t)}{Qt} \ll 0,01, \quad (12.23)$$

де $V(t)$ – накопичений приплив рідини у свердловину за час дослідження t . Для виконання цієї умови в малодобітних свердловинах потрібно очікувати багато часу.

У водонагнітальних свердловинах можна виміряти гирловий тиск $p_2(t)$, оскільки вибійний тиск $p_B(t) = p_2(t) + H\rho g$, або використати залежність

$$\Delta p(t) = p_{20} - p_2(t),$$

де p_{20} – усталений гирловий тиск до зупинки;

H – глибина свердловини;

ρ – середня густина води у свердловині.

Тиск на вибої водонагнітальної свердловини до зупинки можна обчислити за формулою гідростатичного тиску для нерухомого стовпа рідини в затрубному просторі або не враховувати втрат тиску на тертя в НКТ. Оброблення результатів здійснюється аналогічно без урахування додаткового припливу, оскільки він відсутній у повністю заповненій свердловині.

У насосних свердловинах можна досліджувати відновлення рівня рідини, а результати слід обробляти з урахуванням додаткового припливу.

Розроблено також *експрес-методи* дослідження простоюючих свердловин, суть яких полягає в тому, що зміна тиску у пласті досягається шляхом короткочасного відбирання або нагнітання у свердловину рідини (газу) – "миттєве підливання" (не більше одного об'єму свердловини). Можна також створювати ступінчасту зміну дебіту.

Гідропрослуховування пласта

Відмінність цього методу полягає в тому, що в одній свердловині спричиняється збурення тиску (пуск, зупинка свердловини або ступінчаста зміна дебіту), а в іншій або кількох інших, віддалених від неї реагуючих (спостережних або простоюючих) свердловинах фіксується зміна тиску на вибої в часі. Оскільки ці зміни тиску є невеликими, тому їх реєструють дифманометрами або за рівнем рідини у свердловині з використанням п'єзографів, які опускають у свердловину нижче рівня рідини в ній.

Метод дає змогу визначити усереднені параметри пласта між збурювальною і реагуючою свердловинами, а також деякі його неоднорідності.

Є модифікації методу, які відрізняються за характером спричинених у пласті хвиль тиску (у вигляді імпульсів, гармонійних коливань тощо).

Для отримання надійних результатів мають бути відсутні сторонні збурення тиску (пуски, зупинки сусідніх свердловин), що складно забезпечити на практиці.

Контрольні питання

1. Яка основна задача дослідження покладів і свердловин?

2. На якому етапі проводяться дослідження свердловин?
3. На які етапи можна поділити дослідження свердловин і пластів?
4. Коли проводяться первинні дослідження свердловин і пластів?
5. Коли проводяться поточні дослідження свердловин і пластів?
6. Коли проводяться спеціальні дослідження свердловин і пластів?
7. Які методи дослідження відносять до прямих досліджень?
8. Які методи дослідження відносять до непрямих досліджень?
9. Дайте характеристику промислово-геофізичних методів дослідження свердловин.
10. Дайте характеристику дебіто- і витратометричних досліджень свердловин.
11. Дайте характеристику термодинамічних досліджень свердловин.
12. Дайте характеристику гідродинамічних методів дослідження свердловин.
13. Які технічні засоби використовуються при проведенні гідродинамічних досліджень і вимірювань?
14. Назвіть види гідродинамічних досліджень свердловин.

13. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ. МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ

13.1. Інтенсифікація видобутку нафти та методи збільшення нафтогазовилучення із пластів

Методи інтенсифікації видобутку нафти (МІВН) здійснюються шляхом впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) і флюїди, що вміщують їх, із метою:

- збільшення приймальності нагнітальної або продуктивності видобувної свердловини;
- поліпшення якості продукції, що видобувається (зниження обводненості продукції) свердловини.

Тільки при масових однотипних впливах на привибійну зону пласта для групи свердловин конкретний МІВН може бути методом підвищення нафтовилучення (МПНВ) пластів, що впливає на технологічні показники розробки нафтових родовищ.

Виділення ПЗП як особливої частини продуктивного пласта викликано суттєвою відмінністю властивостей цієї зони від середніх значень властивостей всього пласта і різким підвищенням швидкості потоку флюїдів. Зміна фізичних властивостей ПЗП відбувається у процесі буріння, кріплення, освоєння і ремонту свердловин, а також у процесі механічної, гідродинамічної і фізико-хімічної дестабілізації пласта при експлуатації свердловини. На тепер немає чіткого кількісного критерію, що встановлює розмір ПЗП. Поняття "радіус ПЗП" відображає умовний середньозважений радіус (1 – 15 м), в якому відбуваються всі істотні зміни. Формула для обчислення дебіту (для нафтової свердловини) у двозонній моделі пласта має вигляд:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{віб}})}{\mu \left(\frac{1}{K} \ln \frac{R_{\text{ПЗП}}}{r} - \ln \frac{R_{\text{КЖ}}}{R_{\text{ПЗП}}} \right)}, \quad (13.1)$$

де k – коефіцієнт проникності ПЗП;

h – товщина пласта;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

$P_{\text{віб}}$ – вибійний тиск;

μ – в'язкість пластової рідини;

r – радіус свердловини;

$R_{\text{ПЗП}}$ – радіус привибійної зони пласта;

$R_{\text{КЖ}}$ – радіус контуру живлення;

$K = k_{\text{пзп}}/k$ – ступінь погіршення (покращення) фільтраційних властивостей привибійної зони пласта порівняно з іншою частиною пласта.

Як видно з формули (13.1), всі методи інтенсифікації видобутку нафти зводяться до зміни одного або кількох параметрів працюючої товщини пласта: в'язкості рідини, радіуса ПЗП, радіуса свердловини і проникності ПЗП. Виходячи з цього, є такі методи інтенсифікації видобутку нафти: гідророзрив пласта (ГРП), теплові обробки ПЗП, залучення в експлуатацію раніше не працюючих пропластків (додаткова перфорація, гідропіскоструминна перфорація), вплив тиском порохів газів (термогазохімічний вплив – ТГХВ), віброобробка, електрогідрравлічний вплив, промивання прісною водою (вимивання солей), мікробіологічна дія, хімічна обробка (різновиди кислотних обробок, обробка ПЗП пінними системами і поверхнево-активними речовинами, закачування вологопоглиначів, розчинників асфально-смолисто парафінових відкладень (АСПВ)) тощо.

Методи збільшення нафтогазовилучення пластів відрізняються від методів локальної інтенсифікації вилучення нафти і газу тим, що поставлена мета, що полягає в суттєвій зміні технологічних показників розробки (і насамперед у збільшенні нафтогазовіддачі пластів), досягається лише при *великомасштабному впливі* на всю або більшу частину нафтового або газового покладу:

$$BV_{\text{нп}}(BV_{\text{гп}}) = S_{\text{п.н}} \cdot S_{\text{к.н}}/S_{\text{п.н}}, \quad (13.2)$$

де $S_{\text{п.н}}$ – початкове нафтонасичення пласта;
 $S_{\text{к.н}}$ – кінцеве нафтонасичення пласта.

$$BV_{\text{нп}}(BV_{\text{гп}}) = K_{\text{вит}} \cdot K_{\text{ох}} \cdot K_{\text{сіт}}, \quad (13.3)$$

де $K_{\text{вит}}$ – коефіцієнт витіснення;
 $K_{\text{ох}}$ – коефіцієнт охоплення;
 $K_{\text{сіт}}$ – коефіцієнт сітки свердловин.

Коефіцієнт охоплення ($K_{\text{ох}}$) – це відношення охопленої впливом робочого агента, що нагнітається, частини пласта (за товщиною) до об'єму всього пласта (за товщиною). Коефіцієнт охоплення залежить від фазових проникностей нафти, нафтового газу і води, в'язкості і рухливості в пласті нафти, нафтового газу і води, товщини глинистих пропластків тощо.

Коефіцієнт витіснення ($K_{\text{вит}}$) – це відношення витісненої частини нафти до всього об'єму нафти у зоні впливу робочого агента. Коефіцієнт витіснення залежить від геолого-фізичних властивостей порід-колекторів, фізико-хімічних властивостей нафти, нафтового

газу і води, властивостей системи "породи-флюїди", тиску, температури тощо.

Коефіцієнт сітки свердловин ($K_{\text{сіт}}$) – це відношення частини пласта, охопленого розробкою (за площею), до всього об'єму пласта (за площею). Коефіцієнт сітки свердловин залежить від конфігурації покладу, ступеня взаємодії та гідродинамічного зв'язку різних ділянок тощо.

Виходячи з наведених вище коефіцієнтів і залежності їх від різних параметрів, усі методи підвищення нафтогазовилучення із пластів можна класифікувати наступним чином (класифікація дана для нафтових покладів):

1. Теплові методи:

- закачування в пласт гарячої води;
- закачування в пласт пари;
- внутрішньопластове рухливе вогнище горіння (сухе і вологе горіння).

– парогравітаційний дренаж (SAGD)

2. Газові методи:

- закачування вуглеводневих газів високого тиску;
- закачування газоподібного діоксиду вуглецю;
- закачування газоводяної суміші;
- закачування димових газів та азоту.

3. Хімічні та фізико-хімічні методи:

а) група фізико-хімічних методів, заснована на вдосконаленні систем підтримання пластового тиску з використанням хімічних речовин:

- заводнення з поверхнево-активними речовинами (ПАР);
- полімерне заводнення;
- внутрішньопластове сульфидування нафти закачуванням висококонцентрованої сірчаної кислоти;

– лужне заводнення тощо;

б) група методів, заснована на процесі взаємодії (взаєморозчинності) нафти та витісняючого агента:

- закачування "сухих" вуглеводневих газів високого тиску;
- витіснення нафти "жирними" вуглеводневими газами;
- витіснення нафти вуглеводневими рідкими розчинниками;
- витіснення нафти частково розчиненим у ній діоксидом вуглецю;
- закачування неуглеводневих газів високого тиску;

в) група методів витіснення нафти гетерогенними середовищами:

- міцелярне заводнення;
- міцелярно-полімерне заводнення;
- полімердисперсне заводнення тощо.

4. Мікробіологічні методи.

5. Гідродинамічні методи:

– раціональне розміщення свердловин;
– підтримка пластового тиску закачуванням витісняючого реагенту;

- циклічне заводнення;
- зміна фільтраційних потоків;
- форсований відбір рідини і газу;
- заводнення нафтового родовища при зниженні тиску в пласті нижче тиску насичення нафти газом;
- бар'єрне заводнення;
- буріння горизонтальних свердловин;
- глибокопроникний (потужний) гідророзрив пласта (ГРП).

6. Комплексні методи, які передбачають поєднання двох, трьох або більше вищезазначених методів, наприклад:

– реагентно-гідроімпульсна віброструмінна обробка нафтових свердловин;

- азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин.

7. Фізико-механічні методи:

– застосування методу вибухової кавітації;
– електрогідравлічна та електрична обробка нафтових свердловин;

- акустична обробка свердловин;
- об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище;
- віброхвильовий вплив на продуктивний нафтовий пласт;
- внутрішньопластовий вибух.

8. Використання підземних ядерних вибухів (зараз не використовується).

9. Використання не свердловинних методів видобутку нафти (шахтний і кар'єрний видобуток нафти).

13.2. Основні критерії застосування методів підвищення нафтовилучення з пластів із урахуванням геолого-фізичних і технологічних умов розробки об'єктів

На стадії промислового випробування та впровадження методів підвищення нафтовилучення із пластів виникає проблема ефективного їх застосування. Ефективність застосування того чи іншого методу для конкретного об'єкта розробки залежить від наступних груп чинників:

1. Потенційні можливості методу.
2. Критичні чинники застосування методу.
3. Фактичний стан розробки об'єкта на дату застосування методу.
4. Залишкова нафтонасиченість і розподіл залишкової нафти у пласті.
5. Геолого-фізичні властивості пластів-колекторів і фізико-хімічні властивості пластових флюїдів.
6. Розташування і технічний стан пробурених свердловин.
7. Наявність матеріально-технічних засобів, техніки, обладнання і реагентів для впровадження методів збільшення нафтовилучення.
8. Відпускна ціна на нафту, нафтовий газ і реагенти на момент впровадження методу.
9. Потреба отримання додаткового видобутку нафти.
10. Екологічні та психологічні чинники, які можуть виникнути при впровадженні методу підвищення нафтовилучення з пластів.

Потенційні можливості методів підвищення нафтогазовилучення – це ідеальне, теоретичне максимальне нафтовилучення, якого можна досягти за найсприятливіших умов пласта, при ідеальному проведенні процесу, з використанням усіх енергетичних, фізичних, хімічних і біологічних можливостей.

На основі численних лабораторних досліджень, дослідно-промислових випробувань методів збільшення нафтогазовилучення, проведених у ряді країн, виявлені кількісні критерії ефективного застосування того чи іншого методу впливу. На коефіцієнти нафтовилучення пластів впливають різні чинники, керовані і некеровані у процесі розробки.

До некерованих чинників належать природні геолого-фізичні характеристики нафтового, нафтогазового покладу:

- 1) тип колектора, природна проникність і кавернозність порід;
- 2) літологічний склад порід, що складають продуктивний пласт;

3) фізичні властивості порід продуктивного пласта (пористість, проникність, порометричні характеристики, питома поверхня порід та ін.);

4) мікронеоднорідність пористого середовища за розміром порових каналів;

5) змочуваність поверхні пор, ступінь гідрофільності та гідрофобності геологічного середовища;

6) фізико-хімічні властивості нафт, нафтових газів і пластових вод, що відіграють важливу роль у процесах витіснення нафти і газу водою;

7) макронеоднорідність пласта-колектора (шарувата, зональна мінливість властивостей, наявність тектонічних порушень, лінз тощо);

8) умови залягання нафти, нафтових газів і води (глибина залягання, пластова температура і тиск, тип покладів за фазовим станом вуглеводнів);

9) співвідношення площ чисто нафтових, водонафтових і водогазових зон пласта та кут нахилу продуктивного пласта.

До керованих (технологічних) чинників, що впливають на нафтовилучення і газовилучення пластів, належать:

1) спосіб і схема впливу на продуктивний пласт;

2) розміщення видобувних і водонагнітальних свердловин (форма сітки та щільність сітки свердловин);

3) співвідношення в'язкості нафти, газу та витісняючої води;

4) темп відбору;

5) режими роботи видобувних свердловин;

6) змочуваність поверхні колектора (гідрофільність та гідрофобність);

7) способи регулювання процесів розробки;

8) способи управління рухом витісняючої води в неоднорідних пластах;

9) нові способи підвищення нафтовилучення із пластів, що підвищують ефективність звичайного заводнення;

10) штучно створювана тріщинуватість порід.

Знання всіх перелічених чинників і ступеня їх впливу на нафтовилучення та газовилучення кожного конкретного родовища надзвичайно важливе на стадії прогнозу показників розробки нафтових і газових покладів і абсолютно необхідне для обґрунтування технологій вилучення залишкових запасів нафти.

Як приклад, нижче наведені природні і технологічні умови застосування часто впроваджуваних методів підвищення

нафтовилучення, а також обмеження та ускладнення (геолого-фізичні і техніко-технологічні) щодо застосування методу.

Термічні методи

1. *Закачування пари.* Призначення методу: очищення привибійної зони пласта, підвищення проникності ПЗП, зниження в'язкості нафти. Сфера застосування: глибина покладу менше 1 200 м, товщина більше 10 м, в'язкість нафти більше 30 мПа·с, густина нафти більше 850 кг/м³, проникність більше 0,1 мкм², пористість до 30 %, вміст глини до 10 %, пластова температура менше 50 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 30 %. Недоліки методу: втрата теплоти, порушення обсадної колони та цементного каменю.

2. *Закачування гарячої води.* Призначення методу: ослаблення структурно-механічних властивостей нафти, зниження в'язкості та підвищення рухливості пластової нафти, поліпшення змочування породи водою. Сфера застосування: глибина залягання покладу до 1 500 м, товщина пласта більше 5 м, в'язкість нафти більше 10 мПа·с, густина нафти більше 850 кг/м³, вміст асфальтенів і смол більше 20 %, широке поширення безконтактних зон, проникність більше 0,1 мкм², пористість до 30 %, пластова температура менше 50 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 30 %. Обмеження застосування методу: технічні труднощі, неоднорідність пласта за проникністю, уривчастість колектора.

3. *Внутрішньопластове горіння.* Призначення методу: зниження в'язкості та підвищення рухливості пластової нафти. Сфера застосування: глибина покладу від 300 до 3 000 м, в'язкість нафти більше 10 мПа·с, густина нафти більше 850 кг/м³, товщина більше 3 м, проникність понад 0,1 мкм², пористість до 20 %. Недоліки методу: прориви продуктів горіння, корозія, ускладнення під час ініціювання.

Газові методи

1. *Вуглеводневі "сухі" гази високого тиску.* Призначення способу: збільшення коефіцієнта нафтовилучення із пласта, зниження в'язкості нафти. Сфера застосування: глибина покладу понад 1 500 м, в'язкість нафти менше 5 мПа·с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність більше 0,005 мкм², пористість більше 5 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %, поточна обводненість менше 60 %. Обмеження застосування методу: тріщинність і неоднорідність колектора.

2. *Вуглеводневі "збагачені" гази.* Призначення способу: збільшення коефіцієнта нафтовилучення із пласта, зниження в'язкості нафти. Сфера застосування: глибина покладу більше 1 000 м, в'язкість

нафти менше 10 мПа·с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність менше 0,15 мкм², пористість більше 5 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %, поточна обводненість менше 60 %. Обмеження застосування методу: тріщинність і неоднорідність колектора.

3. *Газоподібний діоксид вуглецю.* Призначення методу: збільшення нафтовилучення, зниження в'язкості нафти. Сфера застосування: глибина покладу більше 1 200 м, товщина пласта більше 2 м, в'язкість нафти до 50 мПа·с, обмежений вміст асфальтенів і смол, проникність більше 0,01 мкм², пористість більше 10 %, наявність карбонатів у пласті, температура більше 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення більше 30 %, поточна обводненість до 80 %. Обмеження застосування методу: тріщинність, наявність вільного газу, високий вміст асфальтенів і смол у нафті.

4. *Водогазовий вплив.* Призначення методу: зниження обводненості продукції, збільшення охоплення пласта заводненням. Сфера застосування: глибина понад 1 000 м, товщина пласта до 15 м, в'язкість нафти менше 35 мПа·с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність більше 0,05 мкм², поточна обводненість менше 65 %. Обмеження застосування методу: тріщинність, наявність вільного газу, високий вміст асфальтенів і смол у нафті.

Хімічні методи

1. *Вуглеводневі розчинники.* Призначення методу: підвищення продуктивності свердловин, очищення привибійної зони. Сфера застосування: в'язкість нафти до 100 мПа·с і вище, густина нафти більше 800 кг/м³, товщина пласта від 1,5 м до 40,0 м, температура до 40 °С, поточна обводненість продукції до 30 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 15 %. Недоліки методу: неоднорідність і тріщинуватість пласта, солоність води, високий водовміст.

2. *Рідкий діоксид вуглецю.* Призначення методу: збільшення нафтовилучення, зниження в'язкості нафти. Сфера застосування: глибина покладу понад 1 000 м, товщина пласта понад 2 м, в'язкість нафти до 50 мПа·с, обмежений вміст асфальтенів і смол, проникність понад 0,005 мкм², пористість понад 10 %, наявність карбонатів у пласті, температура понад 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення понад 30 %, поточна обводненість менше 60 %. Недоцільно застосовувати метод при: тріщинності, наявності вільного газу, високому вмісті асфальтенів і смол у нафті.

3. *Закачування луку.* Призначення способу: збільшення нафтовилучення внаслідок гідрофілізації породи. Сфера застосування:

в'язкість нафти до 100 мПа·с, проникність більше 0,1 мкм², вміст глини до 5 – 10 %, поточна обводненість продукції менше 60 %. Обмеження застосування методу: нафта має малий індекс кислотності, гідрофобні пласти.

4. *Закачування аміачного розчину.* Призначення методу: регулювання проникності водопровідних каналів (змішування з пластовою мінералізованою водою призводить до випадання осадів і закупорювання високопроникних каналів), вирівнювання профілю приймальності, зниження обводненості продукції. Сфера застосування: наявність зон із підвищеною анізотропією пласта за проникністю, в'язкі та високов'язкі нафти (до 100 мПа·с), підвищена неоднорідність колектора за простяганням продуктивних порід, проникність понад 0,1 мкм². Обмеження застосування методу: низька анізотропія пласта за проникністю, однорідна (монолітна) будова пласта.

5. *Закачування сірчаної кислоти.* Призначення методу: сульфонування нафти з утворенням поверхнево-активних речовин у пласті, закупорка обводнених пропластків солями, що утворюються. Сфера застосування: в'язкість нафти до 30 мПа·с, наявність ароматичних вуглеводнів, проникність менше 0,5 мкм², наявність карбонатних порід, температура пласта менше 80 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %. Недоліки методу: охорона надр і довкілля.

Фізико-хімічні методи

1. *Заводнення з поверхнево-активними речовинами.* Призначення методу: зниження поверхневого натягу між нафтою і водою, гідрофілізація гірських порід. Сфера застосування: в'язкість нафти менше 25 мПа·с, проникність більше 0,01 мкм², пористість більше 10 %, вміст глини до 10 %, товщина пласта до 25 м, температура до 70 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 10 %, поточна обводненість продукції до 30 %. Недоліки методу: адсорбція реагенту і слабе біорозкладання.

2. *Полімерне заводнення.* Призначення методу: підвищення охоплення пласта заводненням, зниження обводненості продукції. Сфера застосування: підвищена і висока в'язкість пластової нафти (до 100 мПа·с), проникність більше 0,1 мкм², мінімальний вміст карбонатів і глини, неоднорідна будова колектора, пластова температура менше 70 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 25 %, поточна обводненість продукції до 30 %, щільність сітки свердловин менше 24 га/св. Обмеження застосування методу:

адсорбція реагенту; однорідна будова та низька анізотропія пласта; висока мінералізація води (понад 20 г/л).

3. *Закачування пінної системи.* Призначення методу: зниження фазової проникності для води у водоносних пористих середовищах, очищення привибійної зони пласта. Сфера застосування: підвищене значення анізотропії пласта, глибина залягання до 2 000 м, товщина пласта понад 4 м, пластова температура до 60 °С. Обмеження застосування методу: малий ступінь гідрофобності породи, великі розміри пор, тріщини в пласті, високі перепади тиску.

4. *Силікатно-лужне заводнення.* Призначення методу: регулювання проникності водопровідних каналів при заводненні мінералізованою водою. Сфера застосування: вміст у покладі нафти підвищеної і високої в'язкості (до 100 мПа·с), неоднорідність колекторів за простяганням, проникність понад 0,1 мкм², вміст глини до 5 – 10 %, поточна обводненість продукції менше 60 %. Обмеження застосування методу: монолітна будова колектора, хороша гідродинамічна сполученість з нижче розміщеними водоносними горизонтами.

5. *Міцелярне заводнення.* Призначення методу: зниження в'язкості та довідмив нафти. Сфера застосування: в'язкість нафти менше 15 мПа·с, проникливість понад 0,1 мкм², товщина пласта менше 25 м, температура менше 70 °С, солоність пластової води менше 5 мг/л, колектор – пісковик, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %, залишкова нафтонасиченість більше 25 %, щільність сітки свердловин менше 16 га/св. Обмеження застосування методу: однорідна будова та низька анізотропія пласта, висока мінералізація води, адсорбція реагенту, нестача необхідних хімічних реагентів.

6. *Міцелярно-полімерне заводнення.* Призначення методу: зниження в'язкості та довідмив нафти. Сфера застосування: в'язкість нафти менше 15 мПа·с, проникність більше 0,1 мкм², товщина пласта менше 25 м, температура менше 70 °С, солоність пластової води менше 5 мг/л, колектор – пісковик, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %, залишкова нафтонасиченість більше 25 %, щільність сітки свердловин менше 16 га/св. Обмеження застосування методу: однорідна будова та низька анізотропія пласта, висока мінералізація води, адсорбція реагенту, нестача необхідних хімічних реагентів.

7. *Поверхнево-активні полімерні системи (ПАПС).* Призначення методу: збільшення коефіцієнту нафтовилучення завдяки збільшенню

охоплення пласта заводненням і довідмив залишкової нафти. Сфера застосування: в'язкість нафти менше 25 мПа·с, проникність більше 0,05 мкм², пористість більше 10 %, вміст глин до 10 %, товщина пласта менше 15 м, температура менше 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %. Обмеження застосування методу: адсорбція реагенту; однорідна будова та низька анізотропія пласта; висока мінералізація води (більше 10 г/л).

Гідродинамічні та фізико-гідродинамічні методи

1. Виділення пласта в самотійний об'єкт розробки, оптимізація перепаду тиску. Призначення методу: приріст видобутку нафти і підвищення нафтовилучення. Сфера застосування: проникність понад 0,03 мкм², нафтонасичена товщина більше 2 м, поточна нафтонасиченість більше 50 %, в'язкість пластової нафти менше 60 мПа·с, пластовий тиск дорівнює тиску насичення нафти газом або на 20 – 25 % нижче. Обмеження застосування методу: через значні капітальні вкладення на буріння свердловин або впровадження об'єкта роздільної експлуатації (ОРЕ); слабого гідродинамічного зв'язку або його відсутності між нагнітальною свердловиною та оточуючими видобувними свердловинами; недостатньо розвиненою автономною системою заводнення.

2. Ущільнення сітки свердловин. Сфера застосування: обводненість продукції трохи більше 80 – 90 %. Обмежень за геолого-фізичними властивостями порід-колекторів і фізико-хімічними властивостями флюїдів немає. Недоліки методу: значні капітальні вкладення в буріння та облаштування нових свердловин; відсутність способів вибору нових свердловино-точок, за відсутністю достовірної інформації про розподіл залишкового нафтонасичення пласта.

3. Закачування високомінералізованої води. Призначення методу: підвищення нафтовилучення на 3 – 5 % порівняно із стічною та прісною водою, перешкоджає випадінню солей і появи сірководню. Сфера застосування: проникність понад 0,03 мкм², нафтонасичена товщина більше 2 м, поточна нафтонасиченість більше 50 %, в'язкість пластової нафти менше 60 мПа·с, пластовий тиск дорівнює тиску насичення нафти газом або на 20 – 25 % нижчий. Недоліки методу: несумісність пластової води із закачуваною мінералізованою водою з іншого горизонту; малі запаси підземних вод у районі розроблюваного родовища.

4. Зміна напрямку фільтраційних потоків. Сфера застосування: неоднорідність колектора, глинистість менше 5 %, нафтонасичена товщина більше 4 м, в'язкість нафти менше 60 мПа·с, проникність у

карбонатних колекторах більше $0,01 \text{ мкм}^2$, у пісковиках більше $0,03 \text{ мкм}^2$, обводненість 70 – 80 %. Обмеження застосування методу: розчленованість колектора, гідрофобність, наявність газової шапки, можливість використання лише на окремих ділянках.

5. *Циклічне заводнення та відбір рідини.* Сфера застосування: неоднорідність колектора, глинистість менше 5 %, нафтонасичена товщина понад 4 м, в'язкість нафти менше 60 мПа·с, проникність у карбонатних колекторах більше $0,01 \text{ мкм}^2$, у пісковиках понад $0,03 \text{ мкм}^2$, обводненість продукції не більше 70 – 80 %. Обмеження застосування методу: сильна розчленованість колектора, гідрофобність, наявність газової шапки, низька ефективність на пізній стадії, неможливість використання за відсутності гідродинамічного зв'язку між пластами.

6. *Збільшення ступеня розкриття пласта.* Призначення методу: збільшення сполученості нижньої нафтонасиченої частини пласта із стовбуром свердловини, підвищення коефіцієнта продуктивності та приведення радіусу свердловини. Сфера застосування: нафтонасичена товщина понад 4 м, проникність понад $0,01 \text{ мкм}^2$, поточна нафтонасиченість понад 40 %, пористість понад 8 %. Обмеження застосування методу: у водонафтовій зоні наявність гідродинамічного сполучення з водоносним горизонтом, що лежить нижче.

7. *Глибокопроникний гідророзрив пласта.* Призначення методу: збільшення приймальності нагнітальних свердловин і підвищення продуктивності видобувних свердловин. Сфера застосування: для нафт із в'язкістю понад 5 мПа·с і колекторів із проникністю менше $0,03 \text{ мкм}^2$; для нафт із в'язкістю менше 50 мПа·с і колекторів із проникністю менше $0,05 \text{ мкм}^2$, нафтонасичена товщина більше 3 м, виробленість запасів менше 30 %. Недоліки методу: необхідність удосконалення технології кріплення свердловин, застосування високоякісної сталі для водоводів, НКТ та обсадних колон; можливість потрапляння застосовуваних хімічних реагентів через утворені тріщини у водоносні горизонти.

Контрольні питання

1. *Яким шляхом здійснюються методи інтенсифікації притоку пластових флюїдів?*
2. *Що розуміють під терміном «привибійна зона пласта»?*

3. З якою метою здійснюються методи інтенсифікації?
4. Що розуміють під поняттям «радіус привибійної зони свердловини»?
5. Що розуміють під коефіцієнтом охоплення?
6. Що розуміють під коефіцієнтом витіснення?
7. Що розуміють під коефіцієнтом сітки свердловин?
8. Як класифікуються методи підвищення нафтогазовилучення із пластів?
9. Які методи впливу на пласти належать до гідродинамічних методів?
10. Які методи впливу на пласти належать до теплових методів?
11. Які методи впливу на пласти належать до газових методів?
12. Які методи впливу на пласти належать до хімічних та фізико-хімічних методів?
13. Які методи впливу на пласти належать до мікробіологічних методів?

14. БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН

На родовищах вуглеводнів свердловини перебувають в експлуатації тривалий час. Під час експлуатації в їх роботі можливі ускладнення, які зумовлюють необхідність виконання ремонту. Тому періодично їх зупиняють для підземного ремонту.

14.1 Види ускладнень і наслідки, які спричиняються ними

Нормальна робота свердловин згідно із встановленим технологічним режимом може порушуватися з таких причин:

- зношення та відмова підземного та наземного обладнання, експлуатаційної колони та вибою;
- відкладання піску (дрібних часток породи, продуктів корозії), парафіну, солей;
- передчасне обводнення продукції;
- зміна умов роботи (зменшення або збільшення вибійного тиску, прориви флюїду тощо).

При порушеннях у роботі свердловин зменшуються дебіти або припиняється видобування нафти, а в нагнітальних свердловинах – запомповування витіснювального агента, і тоді свердловини простоюють. Тривалість простоїв оцінюється коефіцієнтом експлуатації свердловин (відношення відпрацьованого часу до календарного часу). Тривалість роботи і простоїв свердловини виражається у свердловино-добах. При хорошій організації виробництва коефіцієнт експлуатації свердловин сягає 0,95 – 0,98, а для фонтанного видобування – 0,99 – 1.

14.2 Ремонтні роботи

Кількість виконуваних ремонтів характеризується міжремонтним періодом, тобто тривалістю експлуатації свердловини (у добах) між попереднім і наступним ремонтами. Згідно зі статистикою, 80 – 85 % недобору нафти пов'язано з виконанням ремонтів свердловин. Щоб зменшити втрати видобутку нафти по свердловинах, необхідно досягати збільшення міжремонтного періоду, скорочення тривалості ремонтів і дотримання першочерговості ремонту свердловин із великим дебітом.

Міжремонтний період, переважно, визначається способом експлуатації; на нього впливають висота підняття рідини та величина дебіту, досконалість і якість виготовлення експлуатаційного обладнання, правильність установаження технологічного режиму роботи свердловин, прояв ускладнювальних чинників (пісок, парафін, солі, корозія, висока в'язкість рідини тощо), якість виконання попереднього ремонту тощо. Тривалість ремонтів скорочується при збільшенні робочих змін ремонтних бригад (одна, дві чи три зміни), зменшенні тривалості простоїв, зумовлених незадовільною підготовкою й організацією робіт, відсутністю необхідного обладнання тощо.

Вихід із ладу окремих свердловин має випадковий характер. Тому для визначення кількості ремонтних бригад і призначення черговості ремонту конкретних свердловин за умови повної зайнятості працівників, мінімуму часу очікування прибуття бригади на свердловину і втрат у видобутку нафти використовують методи математичної статистики, теорії ймовірностей, надійності і масового обслуговування.

Підземний ремонт, залежно від складності, поділяють на поточний і капітальний. У промисловій практиці під терміном "підземний ремонт свердловин" часто розуміють тільки поточний ремонт.

Поточним (підземним) ремонтом свердловин (ПРС) називають комплекс робіт, спрямований на підтримування їх роботопридатності: виправлення або заміна свердловинного та гирлового обладнання, зміна режиму їх експлуатації, очищення піднімальної колони від парафіно-смолистих відкладів, солей і піщаних корків, ліквідація негерметичності НКТ. До ПРС належить також ремонт, який здійснюється за допомогою піднімального обладнання, і роботи з консервації свердловин. Тобто до ПРС відносять ремонтні роботи, пов'язані із внутрішньосвердловинним обладнанням.

Поточний ремонт свердловин іноді поділяють ще на:

- планово-попереджувальний (заміна та профілактичний огляд насосів, клапанів та іншого обладнання, ліквідація витікань через НКТ, видалення піщаних корків, відкладів парафіну, солей);
- вимушений (ліквідація обривів штанг, розривів труб);
- технологічний (заміна обладнання на інший типорозмір, переведення свердловин на інший спосіб експлуатації).

Капітальний ремонт свердловин (КРС) – це комплекс більш складних і тривалих робіт, пов'язаних із свердловиною як спорудою:

- а) вплив на привибійну зону пласта з метою збільшення та відновлення продуктивності і приймальності свердловин і вирівнювання профілю приймальності;
- б) ремонтно-ізоляційні роботи;
- в) ремонтно-злагоджувальні роботи;
- г) кріплення слабкоцементованих порід у привибійній зоні;
- г) ліквідація аварій;
- д) перехід на інший горизонт, приєднання пластів, додаткова перфорація;
- е) забурювання другого стовбура свердловини;
- є) ремонт нагнітальних свердловин;
- ж) ремонт свердловин, обладнаних для одночасно-роздільної експлуатації.

Ці роботи виконують бригади з поточного (підземного) та капітального ремонтів свердловин. Для виконання ремонтних робіт на свердловині бригада одержує технічний наряд із зазначенням переліку робіт і термінів їх виконання.

Свердловино-ремонт називають комплекс підготовчих, основних і завершальних робіт, які виконують на свердловині від приймання її в ремонт до введення в експлуатацію.

Підготовчі роботи виконують *бригади підготовчо-завершальних робіт* для забезпечення безперебійної роботи *бригад із ремонту свердловин*. У процесі підготовчих робіт здійснюють ремонт під'їзних шляхів і планування території, доставку до свердловини агрегатів, необхідних матеріалів і обладнання, підведення водотрубопроводів і ліній електропередачі, підготовку гирла свердловини, монтаж обладнання для ремонту, глушіння свердловини тощо.

Глушіння свердловини рідиною виконують для запобігання відкритому фонтануванню, викидів нафти, газу під час знімання гирлового обладнання і піднімання труб зі свердловини, тобто для створення протитиску на пласт. Необхідно, щоб рідина глушіння не зумовлювала зниження проникності привибійної зони, не чинила корозійного та абразивного впливу на ремонтне і експлуатаційне обладнання, не була токсичною, вибухо- і пожежонебезпечною, дорогою і дефіцитною. Густина рідини глушіння має відповідати пластовому тиску у свердловині. Для глушіння свердловин застосовують технічну воду, оброблену ПАР, пластову воду (густиною до 1 120 – 1 190 кг/м³), водні розчини солей хлористого натрію (густиною до 1 160 кг/м³) або кальцію (до 1 382 кг/м³), а іноді глинистий розчин (густиною до 1 700 кг/м³). Для запобігання

поглинанню рідини глушіння високопроникними пластами застосовують буферні рідини (об'ємом близько 1 м³), які широко використовують водні розчини полімерів, карбоксиметилцелюлози (КМЦ) і в'язкопружний склад (ВПС).

Збереження колекторських властивостей пласта під час глушіння свердловин забезпечується використанням гідрофобно-емульсійних розчинів, стабілізованих дегідратованими поліамідами (ЕС-2), які, за необхідності, можуть вміщувати обважнювач (барит, гематит тощо). Потреба використання рідин глушіння спричинена тим, що пакерні відсікачі (гирлові або вибійні) для ремонту свердловини без її глушіння конструктивно недосконалі і ненадійні в роботі.

Глушіння фонтанної свердловини виконують за помповуванням рідини глушіння методом прямого або зворотного промивання експлуатаційної колони до виходу циркуляційної рідини на поверхню і вирівнювання густин вхідного і вихідного потоків. Після 1 – 2 год такого промивання, при відсутності переливів і виходу газу, свердловина вважається заглушеною.

При глушінні газліфтною свердловини, обладнаної пакером, спочатку, за допомогою канатного інструменту, відкривають циркуляційний клапан, випускають надлишковий тиск і в НКТ за помповують рідину глушіння до виходу її через затрубний простір на поверхню. Потім перекривають затрубний простір і протискають у пласт решту свердловинної рідини, розгерметизовують свердловину, зривають пакер. Після витримки протягом 1,5 – 2 год відновлюють циркуляцію для видалення нафти, вимитої з підпакерної зони. Піднімають обладнання з доливанням у свердловину рідини глушіння.

При глушінні свердловин, обладнаних УЗВН, збивають циркуляційний клапан, рідину глушіння за помповують у НКТ до виходу її через затрубний простір. Потім затрубну засувку закривають і рідину протискають у пласт.

Рідину глушіння готують біля свердловин або на базі підприємства. Кількість такої рідини має бути не меншою об'єму експлуатаційної колони.

Основні роботи складаються з піднімання зі свердловини та опускання нового або відремонтованого обладнання, а також інших запланованих ремонтних робіт.

Після закінчення підземного ремонту виконують завершальні роботи, які полягають у демонтажі ремонтного обладнання, монтажі гирлового обладнання і пуску свердловини в роботу.

14.3 Боротьба з обводненням свердловин

Обводнення видобувних свердловин при водонапірному режимі в покладі – закономірний процес, який відбувається внаслідок переміщення ВНК у внутрішню область покладу, яка початково була насичена нафтою.

Причини і шляхи передчасного обводнення

Відбирання нафти може супроводжуватися проривами води у видобувні свердловини. Причини проривів води можуть бути наступні:

– проникнісна зональна (за площею) і шарова (за товщиною пласта) неоднорідність покладу; в'язкісна та гравітаційна нестійкість фронту витіснення; особливості розміщення видобувних і нагнітальних свердловин;

– наявність підшовної води; нахил пласта, розтікання фронту витіснення по підшві пласта;

– наявність високопроникних каналів і тріщин, особливо в тріщинувато-пористому колекторі;

– негерметичність експлуатаційної колони та цементного кільця.

Переважно передчасне обводнення видобувних свердловин може відбуватися внаслідок:

а) утворення "язиків" запоповуваної води за площею зонально неоднорідного покладу (нерівномірне охоплення пласта заводненням за площею);

б) конусоутворення підшовної води;

в) випереджувального просування води по найбільш проникних пропластках у неоднорідному шаруватому пласті (нерівномірне охоплення по товщині пласта);

г) випереджувального проривання води по високопроникних тріщинах;

д) надходження води з верхніх, середніх і нижніх водоносних пластів через негерметичність колони та цементного кільця (обводнення "чужими" водами).

Передчасне обводнення пластів і свердловин призводить до суттєвого зниження поточного видобутку нафти та кінцевого нафтовилучення (вода циркулює по промитих зонах, а в пласті залишаються "цілики" нафти), до великих економічних втрат, пов'язаних із підніманням із свердловини, транспортуванням, підготовкою і запоповуванням у пласт великих об'ємів води, до необхідності впровадження в розробку нових родовищ для

компенсації недоборів нафти. Проблема боротьби з обводненням пластів і свердловин є надзвичайно актуальною.

Методи боротьби з обводненням

Зменшити конусо- та язикоутворення вод можна шляхом оптимізації технологічних режимів роботи свердловин, а запобігти випереджувальний рух води по високопроникному пласту багатопластового родовища – застосуванням методів одночасно-роздільної експлуатації.

Розробка нафтових покладів при витісненні нафти водою супроводжується відбиранням значних об'ємів пластової води за обводненості до 96 % і більше. Проте, виконувати ремонтно-ізоляційні роботи (РІР) доцільно лише при передчасному обводненні свердловин. Основним призначенням РІР є забезпечення оптимальних умов вироблення пласта для досягнення проектного коефіцієнта нафтовилучення.

Вибрати метод ізоляційних робіт і технологію його виконання можна за наявності достовірної інформації про шляхи обводнення свердловин. Для вивчення шляхів надходження води застосовують промислово-геофізичні методи дослідження: в необсаджених свердловинах – електрокаротажі, в обсаджених – методи запомповування радіоактивних індикаторів (ізотопів), термометрію, імпульсний нейтронно-нейтронний каротаж (ІННК), запомповування азоту тощо. Проте ці методи не завжди дають достовірну інформацію. Тому питання ізоляції припливу води часто доводиться вирішувати експериментально на основі результатів ізоляційних робіт.

Класифікація ізоляційних робіт і методів ізоляції

Залежно від мети РІР можна поділити на три види:

- 1) ліквідація негерметичності обсаджених колон і цементного кільця;
- 2) відключення окремих пластів;
- 3) відключення окремих обводнених (вироблених) інтервалів пласта незалежно від їх місцезнаходження по товщині і характеру обводнення (підшовна вода, контурна, запомпована), а також регулювання профілю запомповування води в нагнітальних свердловинах.

Шляхами припливу води та її поглинання можуть бути пори, тріщини, каверни та інші канали різних розмірів. З технологічного погляду методи ізоляції припливу та регулювання профілю приймальності води можна поділити на чотири групи за ступенем

дисперсності ізолювальних (тампонажних) матеріалів із використанням:

- а) тампонувальних розчинів, які фільтруються в пори пласта;
- б) суспензій тонкодисперсних тампонувальних матеріалів;
- в) суспензій гранульованих (подрібнених) тампонувальних матеріалів;
- г) механічних пристосувань і пристроїв.

Надходження частинок у пори пласта залежить, переважно, від співвідношення розмірів (діаметрів) пор d_p і частинок d_c . Якщо $d_p > 10d_c$, то дисперсні частинки вільно переміщуються в порових каналах; при $d_p < 3d_c$ проникнення відсутнє; при $3 < d_p / d_c < 10$ відбувається кольматація пор (намивання частинок) під час фільтрації рідини, яка особливо сильно проявляється при $d_p \leq 5d_c$. Відомо, що частинки вільно переміщуються в тріщині, якщо розкриття (ширина) тріщини δ_T , не менше за подвоєний діаметр частинок d_c , тобто $\delta_T \geq 2d_c$. Звідси випливає, що до тонкодисперсних матеріалів належать матеріали при $3 < d_p / d_c < 10$ для пор і $1 < \delta_T / d_c < 2$ для тріщин, а до гранульованих – при $\delta_T \geq 2d_c$ для тріщин.

Є багато типів ізолюючих матеріалів. Механізми створення ізолюючих бар'єрів ґрунтуються на відомих фізичних явищах і хімічних реакціях (взаємодія реагентів між собою або з пластовими флюїдами, полімеризація, поліконденсація, диспергування, топлення, кристалізація, кольматація, гідрофобізація тощо). Ізолюючий бар'єр може бути гелем, емульсією, піною, дисперсним осадом або твердим тілом; при цьому він має витримувати створювані в пласті градієнти тиску. Ізолюючі матеріали можна готувати на основі смол (ТСД-9, ТС-10), розчинів полімерів (гіпан, ПАА, метас, тампакрил та ін.), органічних сполук (в'язка розгазована нафта; вуглеводневі розчинники, насичені мазутами, бітумом, парафіном; емульсії нафти; нафтосірчаноокислотні суміші тощо), кременистих сполук (силікагелі) та інших неорганічних речовин (силікат натрію, кальцинована сода тощо), а також їх поєднань.

Дисперсійним середовищем суспензій є рідини на водній або вуглеводневій основі, а також ізолюючі матеріали, які фільтруються в пори пласта. Як дисперсну фазу (наповнювач) використовують частинки (порошок, гранули, шматки, волокна, стружка) цементу, глини, парафіну, високоокиснених бітумів, рубраксу, пом'якшувача, структуроутворювача, шкаралупи грецького горіха, поліолефінів (полімерів), полівінілового спирту, магнію, дерев'яної тирси, шкіри,

азбесту, гашеного вапна, піску, гравію, обважнювачів промивальної рідини, гумової крихти, а також нейлонові кульки тощо.

До механічних пристроїв і пристосувань належать пакери-корки, вибухові пакери, набухаючі пакери, неопренові патрубки-летючки, хвостовики або додаткові колони меншого діаметра та ін.

За механізмом закупорювання пористого середовища усі водоізоляційні методи поділяють на *селективні* і *неселективні*. Методи селективної водоізоляції поділяють на дві підгрупи, що ґрунтуються на застосуванні:

а) селективних ізолюючих матеріалів, які утворюють закупорювальний осад у поровому просторі, розчинний у нафті і нерозчинний у воді;

б) ізолюючих матеріалів селективної дії, які утворюють закупорюючий матеріал у поровому просторі тільки при змішуванні з пластовою водою і не утворюють при змішуванні з пластовою нафтою.

Кожен метод ізоляції має свої сфери застосування для виконання одного або кількох видів РІР. Його вибирають залежно від геолого-фізичних особливостей обводненого продуктивного пласта, конструкції свердловини, баротермічних умов, існуючого досвіду виконання РІР на даному родовищі, оснащеності матеріалами, технікою тощо. Найбільше поширення одержало використання цементних суспензій, розчинів полімерів і сумішей смоли ТСД-9. Цементні суспензії не фільтруються в пористе середовище і можуть заповнювати канали розміром понад 0,15 мм; решта тампонувальних матеріалів фільтруються в пористе середовище і твердіють в усьому об'ємі.

Ліквідація негерметичності обсадних колон і цементного кільця

Основна причина порушення герметичності обсадних колон – корозія зовнішньої і внутрішньої поверхонь труб в агресивному середовищі пластових вод. У більшості випадків порушення мають вигляд щілин, розміщених уздовж твірної труби. Ширина щілин може досягати 5 см, довжина – 1 м. Іноді негерметичними є різьові з'єднання внаслідок не повного згвинчування.

Основною причиною негерметичності цементного кільця є низька якість цементування обсадних колон внаслідок ряду причин, зокрема приготування цементних розчинів із завищеним водоцементним відношенням.

Негерметичність ліквідовують шляхом запомповування розчинів тампонуєчих матеріалів в інтервал негерметичності через спеціально проперфоровані отвори, а також через існуючий інтервал перфорації продуктивного пласта. При цьому в свердловину опускають НКТ до верхньої межі попередньо створеного цементного моста, розміщеного дещо нижче каналів перетікання обсадної колони. Потім запомповують розрахунковий об'єм тампонуєчого розчину, протискують і витісняють його в кільцевий простір і протискують за обсадну колону. Після цього свердловину герметизують на час очікування затвердіння тампонуєчого матеріалу, потім розбурюють міст із затверділого тампонуєчого матеріалу, перфоруєть пласт і освоєють свердловину. У процесі цих операцій можна використовувати вилучуваний або невилучуваний пакер, під яким створюєть цементний міст. Для виконання РІР труби встановлюєть на 20 – 40 м вище покрівлі перфорованого пласта, а тампонуєчий матеріал протискують у пласт і в зону порушення при закритому затрубному просторі.

Аналогічно ізолюєть верхні або нижні води, створюєть цементний міст на вибої, ізолюєть фільтр із метою повернення свердловини на пласт, що лежить вище або нижче (поворотні роботи), цементують додаткову колону або хвостовик у свердловині, ліквідовують перетікання запомповуєваної води в непродуктивні пласти у нагнітальних свердловинах, а також здійснюєть кріплення нестійких (сипких) порід у привибійній зоні продуктивного пласта.

Для підвищення проникної здатності цементних суспензій їх замішують на нафті (нафтоцементні суспензії) або вводять спеціальні компоненти (діетиленглікольаеросил, метоксіяеросил та ін.).

Відключення окремих пластів

Різні геолого-фізичні характеристики пластів (колекторські властивості, товщина) зумовлюєть різні терміни їх вироблення (обводнення) та необхідність окремого відключення кожного виробленого (обводненого) пласта з метою забезпечення нормальних умов вироблення решти пластів.

Відключення окремих пластів можна здійснити створенням у них непроникної облямівки шляхом перекриття інтервалу пласта, що відключаєть, трубою меншого діаметра з наступним цементуванням, а нижніх пластів – створенням вибійного корка (непроникного моста).

Для відключення середніх або верхніх пластів в інтервалі нижче підшови пласта, що відключаєть, у колоні створюєть тимчасові

штучні корки (піщані, глиняні, глинопіщані, цементні та ін.). Частіше використовують піщані корки, які створюють наміванням насосним агрегатом при швидкості висхідного потоку не більш як 1 м/с.

Для створення непроникних облямівок доцільно застосовувати смолу ТСД-9, яка фільтрується в пори.

При шаруватій будові пластів обводнення підшовною водою можна розглядати як обводнення "нижньою" водою і застосовувати технологію для відключення нижнього пласта або для ліквідації негерметичності цементного кільця (заколонного простору).

У монолітних пластах необхідно створювати штучні екрани, або через спеціально створені в межах ВНК отвори запомповувати реагенти (гіпан, нафтосірчанокислотна суміш та ін.), які легко фільтруються в пласт на глибину до 5 – 10 м із наступним перекриттям цементним стаканом, або запомповувати ізолюючі матеріали в попередньо створену горизонтальну тріщину гідророзриву пласта.

Відключення окремих обводнених інтервалів пористого пласта

Цей вид РІР на сьогодні є недостатньо вивченим і найскладнішим при обґрунтуванні доцільності здійснення в конкретній свердловині, виборі ізолюючих (тампонувальних) матеріалів і потрібних об'ємів нагнітання.

Такі роботи ефективні на ділянці дренажу свердловини при чіткому поділу продуктивного розрізу на пропластки, відокремлені один від одного. Відокремлені обводнені пропластки можна відключати як обводнені пласти.

У монолітних пластах можливість обмеження припливу води при відключенні обводнених інтервалів зумовлюється можливою наявністю в розрізі непроникних прошарків.

При невизначеності потрібно використовувати методи селективної ізоляції. В практиці водоізоляції застосовуються селективні та неселективні методи. Неселективні методи іноді виконують за схемою селективної ізоляції, яка передбачає запомповування ізоляційного матеріалу по всій товщині продуктивного пласта і наступне його розкриття (розбурювання утвореного стакана та перфорація).

При повному закупорюванні каналів нафторозчинним селективним матеріалом проникність не відновиться. Методи селективної ізоляції, які ґрунтуються на змішуванні двох чи кількох компонентів ізолюючого матеріалу, або ізолюючого матеріалу з пластовою водою,

тільки частково обмежують приплив води, оскільки одержуваний об'єм закупорювального осаду недостатній або миттєве утворення осаду на контакті розчинів утруднює їх перемішування.

При неоднорідній, шаруватій будові пластів у першу чергу виробляються, а отже, і обводнюються найбільш проникні пропластки. Саме вони насамперед мають поглинати запомповувану рідину та ізоляційний розчин. Розподіл потоків у нафто- та водонасичені інтервали визначається співвідношеннями коефіцієнтів проникностей пропластків і коефіцієнтів в'язкості нафти і води, а також в'язкістю ізоляційного матеріалу. Тому різні ізоляційні матеріали показали не однакові результати на родовищах. Найкращими є гідрогелі (типу ВПС на основі ПАА і гіпану, силікату натрію), суміші типу ГТМ-3 або АКОР, які тверднуть в усьому об'ємі, нафтосірчаноокислотна суміш, кислий гудрон та ін.

Для підвищення вибіркової проникності водоізолюючого матеріалу у водонасичені інтервали розроблено метод попереднього охолодження привибійної зони, який призводить до збільшення в'язкоструктурних властивостей пластової нафти. Охолодження здійснюється проведенням у стовбурі свердловини ендотермічної реакції розчинення аміачної селітри або її суміші з карбамідом у воді.

Обмеження припливу води в тріщинних і тріщинно-пористих пластах

Передчасне обводнення експлуатаційних свердловин у тріщинних і тріщинно-пористих пластах пов'язане з проривами води по високопроникних тріщинах. Для обмеження припливу води в таких пластах застосовують цементні і піноцементні суспензії, в'язкопружні суміші на основі ПАА.

Найефективнішим є використання суспензії гранульованих тампонажних матеріалів, зокрема магнезійного цементу. Гідроізоляція з використанням гранульованого магнію (розміром 0,5 – 1,6 мм), ґрунтується на реакції гідратації оксиду магнію з пластовою водою і хлористим магнієм, при твердінні якого утворюється цементний камінь. Масовий вміст магнію в суміші його з піском повинен становити 20 %. Наявні в пласті тріщини розширюють за схемою ГРП і заповнюють їх магній-піщаною сумішшю. Після цього свердловину закривають на час ОЗЦ (48 – 60 годин) для утворення ізоляційної структури. Для інтенсифікації припливу і розчинення гранул, які потрапили в нафтонасичені інтервали, виконують обробку соляною кислотою. Гранульований магній використовують також для створення вибійних мостів.

Високою ефективністю характеризується використання суспензій поліолефінів (поліетилену промрозчинного потоку – ППП і поліетилену бензинового потоку – ПБП), рубраксу і високоокиснених бітумів (ВОб) у вигляді частинок широкої фракції 0,5 – 20 мм. У суспензію доцільно додатково вводити частинки напівводного гіпсу, які реагують із пластовою водою і підвищують міцність водоізолюючого бар'єру.

Для кожного пласта, який характеризується певним розкриттям тріщин і поперечними розмірами пор матриць, потрібно підбирати дисперсні системи з відповідною гранулометричною характеристикою.

Для створення водоізоляційних і потোকскеровуючих бар'єрів у привибійних і міжсвердловинних зонах пласта можна застосовувати такі ізолюючі матеріали: гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач, полістирол, полівініловий спирт, структуротворювач.

Регулювання профілю приймальності води в нагнітальних свердловинах

У привибійній зоні нагнітальних свердловин завжди є система тріщин, розкритість і протяжність яких визначаються репресією тиску та міцнісними характеристиками породи. Причому проникності тріщин значно різняться між собою. При тампонуванні високопроникних тріщин рух води відбувається по менш проникних і нових тріщинах. Аналогічна ситуація відбувається і в привибійній зоні видобувних свердловин. Ізоляційні роботи є ефективними, якщо досягнуто зменшення надходження води в один вузький інтервал пласта та забезпечення її надходження в інші інтервали. Цього можна досягти запомповуванням суспензії водонерозчинних гранульованих матеріалів, наприклад, полістиролу, полівінілового спирту, структуротворювача, рубраксу, асфальтено-смолистого пом'якшувача, високоокисненого бітуму, частково гранульованого магнію, гранулометричний склад яких відповідає розкриттю тріщин.

Менш ефективними є суспензії тонкодисперсних матеріалів, гелеутворюючі, колоїдні та інші рідинні суміші, оскільки вони надходять в усі тріщини відповідно до їх проникностей і утворюють в них тампон із малою механічною стійкістю, який може руйнуватись і виноситись, а також кольматувати пори в пористих блоках.

Якщо високопроникна тріщина сполучає нагнітальну і видобувну свердловини, то по ній швидко проривається вода. За наявності такої тріщини або системи високопроникних тріщин між зонами нагнітання і відбирання передчасний прорив можна

попередити або ліквідувати тільки тампонуванням тріщин у глибині пласта між цими зонами. Для цього застосовують способи створення водоізоляційних потоковідхилюючих і потокоскервуючих бар'єрів у глибині пласта запомповуванням тампонажних суспензій із відповідною гранулометричною характеристикою в нагнітальні і видобувні свердловини.

14.4 Боротьба з утворенням піщаних корків у свердловинах

Боротьба з утворенням піщаних корків – актуальна проблема у видобуванні. Коркоутворення відбувається під час експлуатації нафтових і водозабірних свердловин, а також у випадку теплового впливу на поклад.

В результаті руйнування пухких, сипких, слабо-зцементованих порід під дією фільтраційного напору за певної швидкості фільтрації або градієнту тиску пісок (частинки породи) виносяться з пласта у стовбур свердловини. Винесення піску з пласта призводить до порушення стійкості порід у привибійній зоні, їх обвалювання та деформації (зім'яття) експлуатаційних колон, що може призвести до виходу з ладу свердловин. Пісок, що надходить у свердловину, утворює на вибої корок, який суттєво знижує дебіт свердловини. Видалення корка з вибою потребує трудомістких ремонтних робіт і пов'язане з втратами видобутку нафти. Пісок, який виноситься з пласта, призводить також до зношування експлуатаційного обладнання.

Методи боротьби з коркоутворенням можна класифікувати на три групи:

- 1) запобігання надходженню піску у свердловину;
- 2) експлуатація свердловин із винесенням піску з вибою на поверхню та пристосуванням обладнання до роботи в умовах піскопрояву;
- 3) ліквідація піщаних корків.

Методи запобігання надходженню піску у свердловину

Руйнування порід у слабозцементованих породах можна уникнути, зменшивши дебіт до допустимого рівня. При цьому зменшуються швидкість фільтрації, депресія тиску і, як правило, напруження в породі. На таких режимах експлуатація свердловин може виявитись економічно нерентабельною. Щоб не зменшувати дебіту свердловин використовують вибійні фільтри або здійснюють кріплення порід у привибійній зоні.

За конструкцією розрізняють трубні і гравійні фільтри. *Трубні фільтри* опускають у свердловину на обсадних трубах або за допомогою НКТ усередину обсадної колони. Виділяють *фільтри*: прості (розміри отворів у трубі – 1,5 – 20 мм або щілин – 0,4 – 0,5 мм), складні, утворені намотуванням дроту (дротяні), встановленням кнопок (кнопкові) і кілець (кільцеві), металокерамічні, створені з пресованого порошку спіканням у середовищі водню за температури 1200 °С тощо.

Гравійні фільтри можна створювати на поверхні (шар гравію фракцій 4 – 6 мм у міжтрубному зазорі 20 – 25 мм між двома концентричними перфорованими трубами) і в свердловині (намивання шару частинок за стінкою перфорованої труби). Щоб частинки, які складають скелет породи, добре затримувались, повинні виконуватися умови $D50/d50 = 5$ і $\delta < D100$,

де $D50$, $D100$ – діаметри зерен гравію, які відповідають 50 % і 100 % точкам гранулометричної кривої розподілу діаметрів;
 $d50$ – діаметр зерен піску;
 δ – розкриття щілин у трубі.

Кріплення порід привибійної зони означає закріплення крихких частинок породи в'язучими матеріалами – цементним або цементно-піщаним розчином, фенолформальдегідною смолою тощо. Технологія кріплення полягає в закачуванні в'язучих розчинів через НКТ у привибійну зону. Виконують одне або кілька закачувань підряд залежно від поглинальної здатності свердловини і товщини пласта. В'язучий розчин частково заповнює порожнечу в породі і, при твердінні, перетворює крихку породу в стійку до вимивання при фільтрації нафти і води, та проникну структуру. При цьому проникність привибійної зони знижується. Як затверджувач смоли використовують 15 – 20 % розчин соляної кислоти. Для видалення карбонатних порід спочатку проводять солянокислотну обробку із закачуванням кислоти порціями в 6 – 12 прийомів через кожні 30 – 60 хв. Потім перед закачуванням до смоли додають 3 – 5 % (за об'ємом) кислотного розчину, а після протискування смоли нафтою закачують солянокислотний розчин в кількості двох об'ємів закачаної смоли. Солянокислотний розчин до певної міри також відновлює проникність пор.

До смоли можна додавати гранульований магній, який взаємодіє з частиною солянокислотного розчину. При цьому водень, що виділяється, сприяє утворенню пор і збільшенню проникності привибійної зони.

Кріплення порід привибійної зони з використанням гранульованого магнею можна здійснити і за схемою внутрішньопластового термохімічного оброблення (ВПТХО) при використанні меншої кількості солянокислотного розчину, та з утворенням ізоляційного магнезіального матеріалу.

Для кріплення піску також використовують метод коксування частини нафти у привибійній зоні.

Експлуатація свердловин із винесенням піску з вибою на поверхню та пристосуванням обладнання до роботи в умовах піскопроявів

Швидкість потоку рідини від нижньої до верхньої відмітки інтервалу перфорації (фільтра) зростає від нуля до максимального значення, що відповідає дебіту свердловини. Поступово швидкість стає дорівнювати швидкості псевдозрідження (зависання) частинок $w_{зав}$ і швидкості їх винесення $w_{вин}$. Таким чином, нижче рівня швидкості $w_{зав}$ у стовбурі утворюється шар піску, потім до рівня швидкості $w_{вин}$ – псевдозріджений, а далі піщинки разом із рідиною виносяться з інтервалу перфорації. Під час експлуатації свердловини деяка кількість частинок, що надійшли з пласта, осідає у стовбурі, висота корка збільшується, при цьому дебіт свердловини зменшується, а умови для винесення піску погіршуються.

Винесення частинок на поверхню забезпечується за умови:

$$w_p / w_{в.о} \geq 2 - 2,5, \quad (14.1)$$

де w_p – швидкість висхідного потоку рідини (газорідинної суміші);

$w_{в.о}$ – швидкість вільного осідання піщинок (з діаметром, що дорівнює середньому діаметру найбільшої за діаметром фракції, яка становить близько 20 % об'єму піску).

Відмінність густин фаз під час їх руху зумовлює відносну швидкість осадження піщинок і відмінність істинного об'ємного φ і витратного β їх вмісту в потоці. У свердловині з винесенням піску завжди $\varphi > \beta$.

Для дотримання нерівності (14.1) і винесення піску проектують високі дебїти свердловин, підбирають відповідні діаметри труб і конструкції підйомачів для фонтанної і газліфтною експлуатації, використовують трубчасті штанги для насосної експлуатації, здійснюють підливання та підкачування рідини у свердловину тощо. Для кращого винесення піску підймальні труби необхідно опускати у фільтрову зону до підшви продуктивного пласта. На практиці

найчастіше труби опускають до верхніх отворів фільтра, запобігаючи їх прихопленню піском, що надходить з отворів фільтра.

При штангово-насосній експлуатації свердловин використовують різні захисні пристрої.

Ліквідація піщаних корків

При утворенні піщаних корків засобом їх руйнування та винесення є промивання з використанням гідромоніторних насадок. Ефективними для видалення піщаних корків є струминні насоси. Також для видалення піщаних корків застосовують гідробури і желонки. Експлуатація піскоутворювальних свердловин, зазвичай, потребує періодичного очищення.

Як промивну рідину використовують нафту, воду (оброблену ПАР), глинистий розчин, аеровану рідину, піну, густини яких узгоджені з пластовим тиском.

Промивання ґрунтується на використанні енергії струменя закачуваної рідини для руйнування піщаного корка і винесення піщинок на поверхню. При цьому може застосовуватись пряме, зворотне, комбіноване та неперервне промивання. При прямому промиванні рідину закачують у НКТ, а винесення піску проходить по затрубному простору. При зворотному промиванні рідину закачують у затрубний простір, а винесення піску проходить через НКТ. При прямому промиванні струмінь рідини, виходячи з НКТ, краще розмиває корок. Для кращого розмивання корка на кінці НКТ встановлюють спеціальні наконечники (косо зрізану трубу, насадку, фрезу тощо). Швидкість висхідного потоку при прямому промиванні менша, ніж при зворотному. Тому при комбінованому промиванні розмивання корка виконують закачуванням рідини в НКТ, а для винесення піску періодично переходять на зворотне промивання.

При промиванні НКТ підвішують на вертлюзі, а рідина подається через промивальний шланг.

При зворотному промиванні гирло свердловини герметизують промивальною головкою (сальником).

При неперервному прямому промиванні використовують промивальну головку, за допомогою якої нарощують труби майже без припинення закачування рідини.

Гідравлічний розрахунок промивання свердловини зводиться до визначення гідравлічних втрат тиску (напору) під час руху рідини в трубах і затрубному просторі. Гідравлічні втрати визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха з урахуванням наявності в рідині піщинок.

При цьому швидкість висхідного потоку необхідно визначати за формулою (14.1).

Використовуючи струминний насос, промивання можна здійснювати без створення протитиску на пласт. Для ліквідації піщаних корків використовують також гідробур, який опускають у свердловину на канаті. Гідробуром діють по поверхні корка, при цьому долото розпушує корок, а плунжер поршневого насоса гідробура засмоктує рідину з піском з-під долота. Пісок відокремлюється в сепараторі і надходить у накопичувальну ємність, а рідина – під плунжер насоса. Аналогічно очищують вибій від сипких піщаних корків желонкою.

14.5 Боротьба з відкладанням парафінів і асфальтенів

При фільтрації нафти до вибоїв свердловин знижується температура і тиск, виділяється вільний газ. Внаслідок охолодження потоку нафти знижується її розчинна здатність, виділяються твердий парафін, асфальтени і смоли. Вони можуть відкладатись у привибійній зоні, підйомних трубах, шлейфі, збірному трубопроводі та резервуарах.

Найінтенсивніше парафін відкладається у підйомних трубах. Товщина його шару збільшується від нуля на глибині 900 – 300 м до максимуму на глибині 200 – 50 м, а потім зменшується внаслідок змивання відкладів потоком. Відклади парафіну приводять до збільшення гідравлічних опорів потоку та зниження дебіту.

Парафін відкладається на твердих поверхнях: на механічних домішках нафти, на стінках обладнання, причому парафін, який виділяється всередині нафтового потоку, практично не бере участі у формуванні відкладів. У цьому випадку його кристали відкладаються, переважно, на дні резервуарів. Тому доцільніше намагатися, щоб увесь парафін виділявся всередині нафтового потоку.

Процес відкладання парафіну має адсорбційний характер. Тому захисні покриття труб гідрофільними полімерними матеріалами є ефективним методом боротьби з відкладаннями парафіну. Для захисних покриттів використовують лаки (бакелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), а також скло та склоемалі.

Додавання до нафтового потоку хімічних реагентів (водо- і нафторозчинних ПАР) сприяє гідрофілізації стінок труб, збільшенню кількості центрів кристалізації парафіну в потоці, підвищенню дисперсності частинок парафіну в нафті.

Використання змінного магнітного поля також сприяє збільшенню кількості центрів кристалізації в нафтовому потоці і запобігає відкладанню парафіну на поверхні обладнання.

Для ліквідації відкладів парафіну використовують різні методи видалення парафіну, що відкладається.

1. *Теплові* – прогрів колони НКТ перегрітою парою, що закачується у свердловину за допомогою спеціальної паропересувної установки. Така технологія називається пропарюванням НКТ. Серед інших методів: прокачування гарячої нафти; використання спеціальних нагрівачих кабелів, що спускаються всередину НКТ. При подачі на кабель напруги він розігрівається, а парафін, що відклався, розплавляється і виноситься потоком продукції за межі гирла.

При застосування *теплого методу* ліквідації відкладів парафіну проводять періодичне закачування в затрубний простір свердловини гарячої нафти (газоконденсату), перегрітої водяної пари або пароповітряної суміші. При підвищенні температури парафін розтоплюється і видаляється разом із закачуваною і видобувною нафтою з НКТ і з викидного трубопроводу.

Для одержання водяної пари застосовують пересувні парові установки, наприклад, типу ППУА-1200/100, змонтовані на шасі автомобіля КраЗ і призначені для депарафінізації НКТ у свердловинах та викидних лініях. Для нагрівання нафти застосовують, наприклад, агрегат 1АДП-4-150, який забезпечує витрату 8,2 – 14,5 м³/год при температурі 150 – 110 °С і тиску 20 – 16 МПа. Його можна використовувати також для депарафінізації трубопроводів, трапів (сепараторів), мірників тощо.

2. *Механічні* – використання різних за формою та конструкцією шкребків, що спускаються в підйомник або на дроті за допомогою спеціальних автоматизованих лебідок, які встановлюють на гирлі свердловини, або автоматичних «літаючих шкребків». Конструктивно шкребок влаштований таким чином, що при спуску напівкруглі за формою пластинчасті ножі складені і шкребок вільно спускається в НКТ. При підйомі ножі розкриваються, їх діаметр стає рівним внутрішньому діаметру НКТ і вони зрізують парафін, що відклався, який потоком продукції виноситься за межі гирла свердловини.

Шкребки опускають і піднімають на дроті (тросі) за допомогою автоматичного депарафінізаційного устаткування (наприклад, типів АДУ-3 і УДС-1 або їх аналогів).

Автоматичні «літаючі шкребки» піднімаються під дією напору газонафтового потоку, а опускаються у свердловину під дією власної ваги. При штангово-насосній експлуатації свердловин шкребки прикріплюють до колони штанг.

Викидні трубопроводи періодично очищують від парафіну за допомогою гумових куль (торпед), які рухаються під дією напору потоку рідини (рис. 14.1).

3. *Хімічні* – використання різних розчинників парафінових відкладень, що закачуються у свердловину.

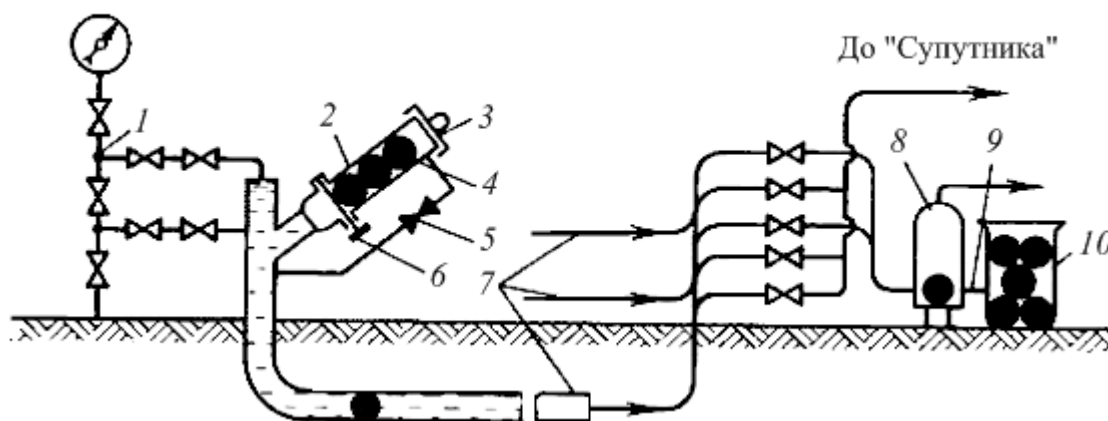


Рисунок 14.1 – Очищення промислових нафтопроводів гумовими кулями (торпедами)

1 – фонтанна арматура; 2 – камера запуску куль; 3 – кришка; 4 – кулі; 5 – вентиль; 6 – заслінка; 7 – викидна лінія; 8 – приймальна камера; 9 – перепускна лінія; 10 – ємність для зберігання куль

14.6 Боротьба з відкладами солей

Відклади солей можуть бути практично на всьому шляху руху води – у пласті, свердловині, трубопроводах і обладнанні з підготовки нафти. Переважно, солевідкладення спостерігається під час внутрішньоконтурного заводнення прісними водами, що пов'язано зі збагаченням закачуваних вод сульфатами внаслідок контакту із залишковими водами та розчинення мінералів. Причини відкладання солей – хімічна несумісність вод (наприклад, лужних із жорсткими), які надходять у свердловини з різних горизонтів або пропластків; перенасиченість водносолевих систем за зміни термобаричних умов.

Відклади солей призводять до зменшення видобутку нафти, скорочення міжремонтних періодів роботи свердловин; іноді вони настільки великі, що утруднюють експлуатацію свердловин.

Основними компонентами солей можуть бути гіпс, карбонати кальцію і магнію, хлориди. До їх складу входять також діоксид кремнію, оксидні сполуки заліза. До складу осадів можуть входити і органічні речовини (парафіни, асфальтени, смоли) та ін. Осади можуть бути твердими або пухкими, міцність зчеплення з металом збільшується з глибиною залягання пласта. Різний склад і структура відкладів потребують індивідуального підходу до вибору методу боротьби з ними на кожному родовищі.

Методи боротьби з відкладами солей поділяють на дві групи: запобігання випадінню солей і видалення відкладів солей.

До комплексу робіт із підготовки заводнення входить перевірка закачуваних вод на хімічну сумісність з іншими водами, з якими вони змішуються в поверхневих або пластових умовах.

Найбільш прийнятний *метод запобігання випадінню солей у трубах* – застосування хімічних реагентів (інгібіторів солевідкладень). Їх періодично протискують у пласт і закачують у затрубний простір видобувних свердловин. Інгібітори покривають мікрочастинки осадку, уповільнюють ріст кристалів і утримують їх у розчині в завислому стані. Найефективнішими інгібіторами є поліфосфати, органічні фосфати, солі сульфокислот, гексаметафосфат натрію, амофос та ін. Відкладання солей повністю уникають застосуванням інгібіторів на основі комплексонів (ПАФ-13, ДПФ-1, інкредол-1, фосфанол, СНПХ-5301) (дозування 20 г/м³).

Менш ефективним є вплив на розчини солей магнітними силовими полями й ультразвуком, а також застосування захисних покриттів (скло, високомолекулярні сполуки). Для боротьби з відкладами солей у нафтоводозбірних трубопроводах рекомендується встановлювати на гирлі спеціальні гіпсозбірники.

Основні методи боротьби з відкладеними солями базуються на використанні різних хімічних розчинників (зазвичай, кислотних розчинів), за допомогою яких відбуваються промивання; в результаті – відкладені солі розчиняються і продукти реакції видаляються зі свердловини; в деяких випадках відкладення солей розбурюють долотом.

При хімічному методі видалення осади гіпсу перетворюють у водорозчинну сіль сульфату натрію (калію) і в осади карбонату або гідроксиду кальцію, які потім розчиняють соляно-кислотним

розчином і вимивають водою. З цією метою доцільно використовувати реагенти карбонат і бікарбонат натрію або калію, а також гідроксиди лужних металів. Реагент вводять в інтервал відкладів і періодично прокачують або проводять оброблення при неперервній циркуляції. Потім проводять соляно-кислотну обробку (СКО) і промивають водою.

Можливе також термохімічне оброблення осаду соляно-кислотним розчином із додаванням хлористого натрію або амонію. Сіль можна розчиняти і в кислоті, підігрітій на поверхні за допомогою парової установки ППУА, а гарячу суміш закачувати в свердловину. Але реагент спричиняє активну корозію, а процес стає дорогим і трудомістким.

Солі хлоридів розчиняють у прісній воді при прокачуванні її у свердловини.

14.7 Обстеження стовбура свердловин

Перед ремонтом свердловин проводять обстеження гирлового обладнання та стовбура. Метою обстеження є визначення глибини вибою і рівня рідини, перевірка стану експлуатаційної колони, фільтрової зони і стовбура свердловини, встановлення наявності в ньому дефектів, аварійного підземного устаткування і зайвих предметів. Обстеження стовбура проводять після встановлення герметичності колонної головки. Його здійснюють за допомогою печаток, на яких одержують відтиск (слід) стінки експлуатаційної колони, фільтра, зім'ять, тріщин, кінців обірваних труб тощо.

Печатка – це металевий корпус, який знизу і з боків покритий пластичною оболонкою (свинець, алюміній) товщиною 8 – 10 мм, а вздовж корпуса зроблено наскрізний отвір, через який прокачується рідина. Печатку опускають у свердловину на трубах або колоні гнучких труб колтюбінгової установки. Застосовують плоску, конусну, універсальну або гідравлічну печатки.

Плоска печатка має діаметр оболонки на 10 – 12 мм менший внутрішнього діаметра експлуатаційної колони; встановлюється одноразово з осьовим навантаженням не більше 20 кН. Печатка дає відбиток верхнього кінця аварійного устаткування у свердловині, тобто вона застосовується для визначення глибини, на якій знаходиться аварійний предмет, і стану його верхнього кінця (рис. 14.2).

Конусна печатка забезпечує одержання відбитків стінок свердловини, складних порушень, зім'ять і тріщин. Діаметр широкої частини повнорозмірної печатки на 6 – 7 мм менший внутрішнього діаметра колони, а наступні розміри печаток мають діаметри, що зменшуються кожний на 6 – 12 мм (рис. 17.3).

Універсальна печатка ПУ-2 відрізняється тим, що має змінний гумовий стакан і алюмінієву оболонку, які надіваються на циліндричний корпус. Навантаження на печатку повинно складати 15 – 20 кН (рис. 14.4).

Гідравлічна печатка ПГ-146-1 (рис. 14.5) призначена для дослідження 146 мм експлуатаційних колон. Печатку спускають у свердловину на трубах; після спуску у труби нагнітають рідину.

Гідравлічна бічна печатка має гумовий елемент довжиною 4 м, який притискується до колони при створенні в свердловині протягом 5 хв тиску до 1,2 МПа закачуванням рідини в труби. Потім тиск знижують до атмосферного і піднімають печатку. Гідравлічна печатка дає чіткіше уявлення про характер і конфігурацію пошкодження колони.

Якщо наявність дефектів у колоні (тріщин, негерметичності у різьбових з'єднаннях тощо), по яких надходить вода, визначити печаткою не вдається, то свердловину перекривають корком (пісок, глина) або пакером на 5 – 10 м вище фільтру і опресовують верхню частину колони на герметичність.

Якщо колона не герметична, то слід визначити місце і характер дефекту, усунути його і після цього проводити подальші роботи.

Обстеження колони перед початком ремонтно-ізоляційних, ловильних робіт і перед переходом на нижчерозміщені пласти є обов'язковим, оскільки невиявлені дефекти можуть призвести до значних ускладнень.

Визначення глибини вибою і рівня рідини у свердловині здійснюють за допомогою апарату Яковлева, а також агрегатів Азінмаш-8А, Азінмаш-8Б, Азінмаш-45 та ін.

Контроль технічного стану свердловин передбачає:

- а) визначення місцезнаходження муфт в обсадних трубах і НКТ;
- б) прив'язування діаграм геофізичних досліджень свердловин до їх характерних елементів;
- в) контроль за опусканням свердловинних приладів у свердловини;
- г) виділення інтервалів перфорації;

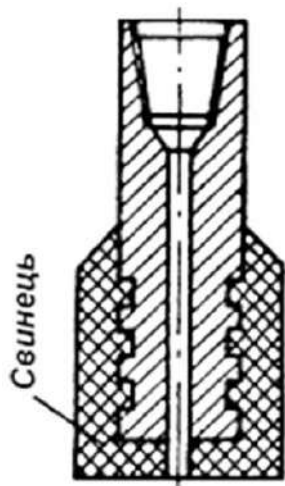


Рисунок 14.2 – Плоска печатка

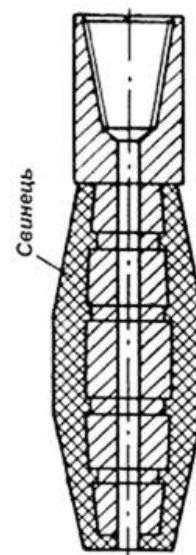


Рисунок 14.3 – Конусна печатка

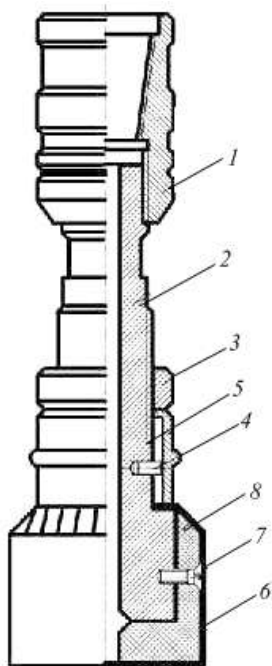


Рисунок 14.4 – Універсальна печатка ПУ-2

1 – перехідник із замковим нарізом; 2 – корпус; 3 – гайка; 4 – направляючий гвинт; 5 – затискна втулка; 6 – алюмінієва оболонка; 7 – гвинт; 8 – гумовий стакан

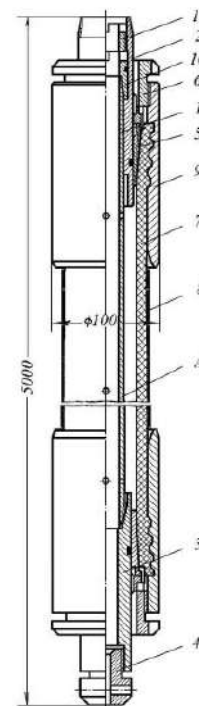


Рисунок 14.5 – Гідравлічна печатка ПГ-146-1

1 – внутрішня труба; 2, 3 – корпуси; 4 – штуцер; 5 – конусний вузол; 6 – стопорна гайка; 7 – гумовий елемент; 8 – пластичний шар; 9 – втулка; 10 – поршень; 11 – гайка

д) вимірювання змін внутрішнього діаметра обсадних труб і НКТ;

е) виявлення пошкоджень типу розривів і тріщин із поздовжньою і поперечною орієнтацією;

є) виявлення інтервалів інтенсивності корозії труб і наскрізної корозії;

ж) виявлення заколонних перетоків.

Для здійснення цих робіт застосовують локатор муфт, диференціальний локатор магнітних аномалій, локатор втрати металу, індукційний дефектомір, апаратуру механо-акустичного каротажу.

Магнітні локатори застосовують для визначення місцезнаходження муфт (замків) обсадних труб, магнітних міток, розривів, потовщень, інтервалів перфорації тощо. Але найчастіше локатори муфт застосовують для точного визначення місця встановлення перфоратора, торпеди або іншого апарату.

Гамма-товщиномір, який входить до складу комплексного свердловинного приладу – дефектоміра-товщиноміра, дає змогу визначати середню товщину стінки обсадних труб із точністю до $\pm 0,25$ мм, установлювати місцезнаходження з'єднувальних муфт (замків), центрувальних ліхтарів, інтервалів перфорації і місць прориву колони. Під час переміщення гамма-товщиноміра в стовбурі свердловини записується кругова цементаграма і товщинограма, а в разі зупинки його на заданій глибині – дефектограма, які характеризуються зміною інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання по колу.

Для вивчення технічного стану обсадних колон застосовують також електромагнітний профілеграф, калібромір, профілемір, мікрокаверномір і індуктивні дефектоміри. Дані про товщину і внутрішній діаметр обсадних колон, одержані цими приладами, використовують і для інтерпретації діаграм радіоактивного каротажу, гамма-каротажу, цементаграм, результатів вимірювань дебітоміром тощо.

На тепер відсутні прості і надійні методи контролю за станом горизонтальної ділянки стовбура в працюючій горизонтальній свердловині. Для цього застосовують вибійні рушії малого діаметра і колони гнучких труб колтюбінгової установки, які дають змогу проникнути в горизонтальну ділянку стовбура, наприклад для здійснення потокометричних досліджень або промивань піщаних корків. Вибійним рушієм може бути гвинтовий електродвигун, який є двигун-насосом із ротором у вигляді шнека, що прокачує через

внутрішню порожнину насоса свердловинну рідину і використовує її реактивну віддачу. Таким рушієм може бути також модифікований лінійний електродвигун, основним елементом конструкції його є обсадна колона. Гнучкі труби поки що характеризуються малим терміном служби (за даними розробників до 30 спуско-підіймань).

14.8 Види підземного ремонту свердловин

Ремонтно-лагоджувальні роботи

Такі роботи виконують для полагодження (виправлення) дефекту (зім'яття, зламу) в обсадній колоні. Зім'яту частину колони виправляють за допомогою виправних доліт, грушоподібних і колонних конусних фрезерів. Для цього почергово опускають виправні інструменти з послідовним збільшенням діаметра. Виправлену і пошкоджену ділянку цементують під тиском або перекривають металевим пластирем за допомогою пристрою дорн. Робота пристрою ґрунтується на розширенні поздовжньо-гофрованої труби до щільного контактування з обсадною колоною.

Якщо виправити колону не вдається, то опускають додаткову колону (летючку) з наступним цементуванням, або повертають свердловину на горизонт, що залягає вище, чи забурюють другий стовбур.

Пошкоджену і незацементовану частину експлуатаційної колони замінюють новою. Для цього верхню частину на 5 – 6 м вище дефекту відрізають труборізом, витягують, потім внутрішнім трубовлочувачем відгвинчують і витягують із свердловини пошкоджену ділянку. Тоді опускають нову колону, згвинчують із залишеною частиною і, за необхідності, цементують.

Поворотні роботи

Поворотні роботи – це переведення свердловини для експлуатації продуктивного пласта, що залягає нижче або вище від того, який до цього експлуатувався. Для переведення свердловини на вищезалягаючий пласт нижче його підошви у свердловині створюють цементний міст (корок) або піщано-глинистий корок із цементним корком над ним. Якщо в інтервалі пласта, на який переводять експлуатацію свердловини, колона незацементована, то її доцільно витягнути.

Іноді переводять експлуатацію свердловини на пласт, що залягає нижче. Тоді залишений верхній пласт відключають так само, як при ремонтно-ізоляційних роботах.

Потім здійснюють перфорацію колони в інтервалі пласта, на який переводять свердловину для подальшої експлуатації.

Ловильні роботи

Ловильні роботи – найскладніші і найбільш трудомісткі роботи, які пов'язані з ліквідацією різних аварій: прихоплення та "політ" труб, залишення у свердловині зануреного електронасоса (з кабелем або без нього), обрив насосних штанг, обрив кабеля, забивання (зашлакування) експлуатаційної колони.

Прихоплені труби звільняють розходжуванням, тобто почерговим натягом і посадкою колони труб. Для забезпечення звільнення створюють нафтову чи солянокислотну ванну або промивають свердловину.

Для вловлювання і витягування зі свердловини НКТ використовують незвільнювані та звільнювані ловильні інструменти: трубовловлювачі, мітчики, ковпаки й овершоти, а також ударні механізми – яси тощо. Робота трубовловлювачів ґрунтується на захопленні труби внутрішніми або зовнішніми плашками мітчика і ковпака, нарізанні в тілі труби відповідно внутрішньої або зовнішньої різьби; овершота – на защемленні муфти неприхоплених у свердловині труб пластинчастими пружинами. Штанги витягують за допомогою плашкових вловлювачів. Для вирівнювання верхнього кінця труб або штанг використовують конусний райбер або різально-стираючі кільцеві фрезери. Для суцільного фрезерування труб, штанг та інших предметів, що впали у свердловину, використовують вибійні фрезери. Попередньо перед витягуванням труб за допомогою печатки встановлюють місцезнаходження і визначають стан їх кінця. Потім використовують відповідний інструмент.

Для витягування зі свердловини каната або кабеля використовують вудки з нерухомими та шарнірними гачками, які опускають на трубах.

Якщо верхній кінець каната знаходиться на гирлі, а нижній – прихоплений, то за допомогою канатного різача його обрізають біля місця прихоплення.

Для очищення стовбура свердловини від різних предметів, що впали у свердловину (кувалди, ланцюги від ключів, плашки тощо), використовують магнітні, вибійні і торцеві фрезери, павуки, йорші, свердла, пікоподібні долота тощо.

Забурювання другого стовбура

Якщо пошкоджену частину стовбура свердловини не вдається відремонтувати, забурюють другий стовбур. Для вирізання "вікна" в

колоні, через яке забурюють другий стовбур, використовують райбер-фрезер разом із відхилювачем. Місце для вирізання "вікна" вибирають на глибині, де є тільки одна колона, між двома муфтовими з'єднаннями в інтервалі стійких до осипання і непроникних порід (глини).

Ліквідація свердловин

Свердловини ліквідовують, якщо ремонтні роботи не дали позитивних результатів, подальше їх використання є недоцільним або свердловини розміщені в зонах забудов, геологічної активності земної поверхні (землетруси, зсуви) тощо.

Неліквідовані свердловини можуть стати причиною внутрішньо-пластових перетікань, забруднення водних пластів, загазованості території, що недопустимо згідно з вимогами охорони надр і довкілля.

У свердловинах, які підлягають ліквідації, за можливості витягують обсадні труби, а стовбур цементують, заливають глинистим розчином або засипають сухою глиною.

Розкриті проникні пласти перекривають цементними мостами.

Над гирлом установлюють бетонну тумбу розміром 1×1×1 м і репер із труби.

Консервація свердловин

За необхідності свердловину консервують так, щоб була можливість повторного введення її в експлуатацію. Перелік необхідних робіт залежить від способу експлуатації, пластового тиску і тривалості консервації.

Для консервації свердловину необхідно заглушити і заповнити промивальною рідиною (буровий розчин, вода), обробленою ПАР. Закачувана рідина повинна забезпечити протитиск на пласт на 5 – 10 % вищий за пластовий при нормальному (гідростатичному) пластовому тиску і – на 10 – 15 % вищий при аномально високому пластовому тиску у свердловині. У першому випадку для консервації на термін понад рік і в другому випадку для консервації на будь-який термін у стовбурі свердловини вище верхніх отворів фільтра встановлюють цементний міст висотою 25 м. Для консервації нафтових свердловин на термін до шести місяців встановлювати цементний міст необов'язково. Для запобігання замерзання гирла та верхньої частини колони їх заповнюють незамерзаючою рідиною (соляровим маслом, 30 % розчином хлористого кальцію, нафтою).

Кожна свердловина має бути обладнана фонтанною арматурою; насосні свердловини герметизують засувкою, яку встановлюють на колонний фланець.

14.9 Обладнання для ремонту. Автоматизація і механізація спуско-піднімальних операцій

Залежно від виду та мети поточного і капітального ремонтів свердловин використовують відповідне обладнання.

Принципову схему розміщення комплексу обладнання показано на рисунку 14.6. До його складу входять вежове обладнання з робочим майданчиком і помостом, піднімальна лебідка, талева система, ротор і вертлюг, насосне устаткування, противикидне обладнання, гирловий і підземний інструмент. Залежно від виду і складності робіт комплектність обладнання може бути різною.

Обладнання та інструмент для ремонту

При підземному ремонті свердловин потрібно піднімати труби і штанги з великою масою, що потребує використання піднімального обладнання з великою вантажопідйомністю (до 500 – 1000 кН). Основним обладнанням при виконанні спуско-піднімальних операцій є піднімальні лебідки різної вантажопідйомності.

При підземному ремонті свердловин застосовують також вежі і щогли (стаціонарні або пересувні) призначені для підвішування талевої системи, підтримування на вису колони труб або штанг.

Використання стаціонарних веж і щогл при ремонті нераціональне, тому що ремонтні роботи на кожній свердловині проводяться лише кілька днів на рік, весь інший час це обладнання знаходиться в бездіяльності. Тому при підземному ремонті доцільно використовувати підйомники, обладнані щоглами. Транспортною базою таких підйомників є трактори та автомобілі.

Підйомник – механічна лебідка, яка монтується на шасі трактора чи автомобіля або на окремій платформі. Привод лебідки здійснюється від тягового двигуна трактора або автомобіля, в інших випадках від самостійного двигуна внутрішнього згоряння або електродвигуна.

Якщо на платформі встановлено вежу (щоглу) з талевою системою і механізмом для її підйому та опускання, то обладнання в цілому називають *піднімальною установкою*, або *агрегатом*, а при повнішій комплектації (насосом, ротором, вертлюгом тощо) – *комплексом піднімального обладнання*.

Для поточного і капітального ремонтів використовують:

піднімальні установки: А-50У2 вантажопідйомністю 500 кН, Азінмаш-37А вантажопідйомністю 320 кН, змонтовані на автомобільній платформі;

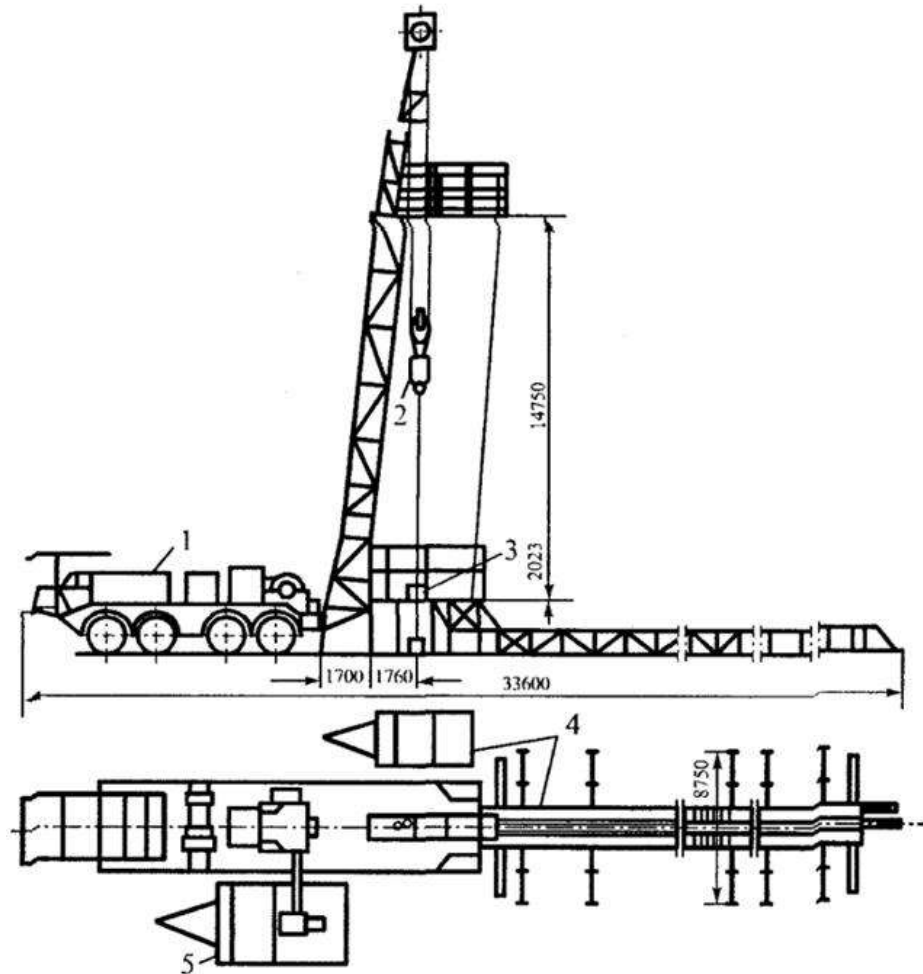


Рисунок 14.6 – Принципова схема розміщення комплексу обладнання для підземного ремонту та освоєння свердловин КОРО-80
1 – піднімальне устаткування УПА-80; *2* – вертлюг ВЕ-60×200; *3* – ротор Р-360; *4* – пересувний приймальний поміст МПП-80; *5* – насосний блок ВНП-15Гр

агрегати: Азінмаш-43А (модифікація Азінмаш-37А), Бакинець-3М вантажопідйомністю 370 кН, змонтовані на шасі гусеничного трактора; установки піднімальні тракторні УТП1-50 вантажопідйомністю 500 кН;

комплекс обладнання: КОРО-80 вантажопідйомністю 800 кН;

піднімальні лебідки: агрегат Азінмаш-43П (безвежова модифікація Азінмаш-43А, тягове зусилля 75 кН), лебідка піднімальна тракторна ЛПТ-8 (тягове зусилля – 84 кН), лебідка піднімальна в рамовому виконанні ЛПР-10Е (тягове зусилля – 100 кН) для роботи на морських платформах.

Вежі (щогли) (стаціонарні чи пересувні транспортовані тракторами) призначені для роботи з піднімальним устаткуванням біля свердловин.

Талева система призначена для виконання спуско-піднімальних робіт на свердловинах. Вона складається з кронблока, талевого блока, гака, талевого каната, прямого ролика.

Ротор призначений для обертання колони труб, їх згвинчування і розгвинчування, підтримування труб при розвантаженні талевої системи, а також для виконання ловильних і допоміжних робіт.

Вертлюг призначений для обертання труб при одночасному подаванні промивальної рідини в колону труб. Вертлюг за допомогою гнучкого шланга з'єднують зі стояком, по якому промивальна рідина подається в колону труб.

Мобільні промивальні агрегати використовують для нагнітання рідини у свердловину – автомобільні Азінмаш-35А або Азінмаш-35Б (тиск – до 25 МПа, витрата – до 15,6 л/с), УН1А-100×200 (20 МПа, 12,9 л/с); тракторні Азінмаш-32М (16 МПа, 10,2 л/с), УН1Т-100×200 (тракторна модифікація УН1А-100×200).

Елеватори (трубні та штангові) призначені для захоплення колони труб і штанг та утримування їх у підвішеному стані під час спуско-піднімальних операцій. Трубні елеватори забезпечують захоплення під муфту або по тілу труби (для безмуфтових труб). Особливістю елеватора типу ЕТА є автоматичність захоплення труб. Елеватор типу ЕГ призначений для роботи з автоматом АПР-2ВБ. Штангові елеватори забезпечують захоплення насосних штанг під головку.

Штрани призначені для підвішування елеватора на гаку талевої системи і являють собою замкнену сталеву петлю овальної форми.

Спайдери призначені для автоматизації операцій із захоплення, утримування у висячому положенні та центрування колони труб у процесі спуско-піднімальних операцій під час ремонту свердловин.

Для згвинчування і розгвинчування НКТ і штанг під час спуско-піднімальних операцій використовують ключі різних типорозмірів і конструкцій; їх випускають для роботи вручну, вручну та механізовано і тільки механізовано.

Для згвинчування-розгвинчування насосних штанг вручну використовують штанговий ключ КШ, а для відгвинчування за тіло насосних штанг в аварійних ситуаціях – круговий штанговий ключ КШК. Механізована робота забезпечується за допомогою автоматичних штангових ключів АШК-Г і АШК-ТМ із автоматичним захоплювальним пристроєм і приводом від електродвигуна.

Для згвинчування-розгвинчування НКТ вручну призначені ланцюгові ключі КЛН і КЛО, а також шарнірний ключ КТНД.

При використанні трубних ключів КТД і КТГУ, можна працювати вручну, а також із застосуванням автомата АПР-2ВБ.

Автомат АПР-2ВБ призначений для механізованого згвинчування-розгвинчування, а також утримування у підвішеному стані НКТ під час ремонту свердловин. Він складається з блоків обертача, клинної підвіски, центратора, балансира з вантажем і електропривода з перемикачем. Автомат монтується та кріпиться на фланці гирла свердловини.

Механічний універсальний ключ КМУ застосовується при поточному ремонті свердловин, що експлуатуються за допомогою будь-якого обладнання.

Використовують також механічний (КМПТ) і гідравлічний підвісний (КГП) ключі, особливістю яких є використання гідроприводу.

Стопорний ключ КШМ-60-89 призначений для застопорювання колони труб від прокручування при механізованому загвинчуванні-розгвинчуванні.

Підземний ремонт свердловин – найбільш трудомісткий процес у видобуванні нафти. Зниження трудомісткості робіт можна досягти застосуванням механізації й автоматизації операцій із згвинчування-розгвинчування труб і штанг, а також раціональним розміщенням піднятих із свердловин труб і штанг, які доцільно розміщувати у вертикальному положенні. Практикується використання пересувних приймальних помостів, блочного обладнання на транспортній базі тощо.

До засобів механізації робіт належать також агрегат АПШ для перевезення штанг, електромеханізований штангозов 2ТЕМ, агрегат Азінмаш-48 для змащування верстатів-гойдалок, агрегат АРОК для технічного обслуговування та ремонту верстатів-гойдалок, агрегат АТЕ-6 для навантаження, перевезення та розвантаження устатковань ЕВН, устаткування для перевезення та перемотування кабелів, пересувний агрегат 2ПАРС для виконання підготовчих робіт під час ремонту свердловин, агрегат АОП для обслуговування піднімальних агрегатів, агрегат АЗА-3 для заглиблення гвинтових анкерів, агрегат АМЯ-6Т для механізованого встановлення якорів, відтяжок, промисловий самонавантажувач ПС.

Використання засобів малої механізації (пристрої для переміщення труб, пристрої проти розбризкування рідини,

автозатягувач робочої труби в шурф тощо) сприяє зменшенню навантаження на обслуговуючий персонал під час ремонту свердловин.

Ремонт свердловин з допомогою інструменту, що спускається за методом канатної техніки

Найчастіше поточний або капітальний ремонт проводяться за допомогою застосування НКТ. Проте, в сучасній сфері обслуговування свердловин широко використовується нове оснащення. Найчастіше його вибирають для капітальних робіт. З його допомогою можна виконати роботи методом канатної техніки.

Ремонтні роботи із застосуванням канатної техніки включають:

- а) способи, при яких застосовуються троси;
- б) методики з гнучкими трубами;
- в) способи, що поєднують застосування шлангів і мотузок;
- г) способи, що поєднують застосування шлангів і кабелів.

Метод, в основі якого лежить використання канатів, застосовується для спуску механічних різновидів желонки на вибій свердловини або на ділянку, яка раніше була ізольованою. Нове обладнання уможливує доставку тампонуєчих засобів, хімічних речовин, зокрема, вибухових компонентів і готових сумішей, снарядів, а також монтаж обладнання для перфораційних та інших вибухових робіт.

Подібні методи не можуть цілком замінити застосування НКТ, проте вони зменшують вартість ремонту. Їх застосування дозволяє істотно полегшити процес ремонту, а також зменшити тривалість робіт. Оптимальним є використання канатного і кабельного обладнання в поєднанні з традиційними методами ремонту свердловин.

Метод канатної техніки застосовується для поточного ремонту фонтанних і галіфтних свердловин без глушіння та підйому НКТ. При цьому виконання робіт у свердловині відбувається з допомогою інструменту, що спускається в НКТ на дроті (тросі). За допомогою канатного методу можна:

а) встановлювати і витягувати газліфтні клапани, а також запобіжні, інгібіторні і зворотні клапани, глухі корки (замість клапанів), вибійні штуцери, заглушки і глибинні вимірювальні прилади;

б) відкривати і закривати циркуляційний і відсікаючий клапан для заміни рідини у свердловині, в якій встановлено пакер;

в) очищувати піднімальні труби від парафіну, солей, піщаних корків, виправляти зім'яті ділянки НКТ, проводити ловильні роботи.

Попередньо свердловини оснащують необхідним свердловинним обладнанням, що забезпечує виконання всіх видів робіт у свердловині; обладнання спускають на НКТ:

1) свердловинні камери – для встановлення в них знімних газліфтних клапанів;

2) посадочні ніпелі – для встановлення та фіксації в них зворотних, інгібіторних клапанів, глухих корків, регуляторів, вибійних штуцерів, глибинних вимірювальних приладів;

3) посадочний ніпель – для запобіжного клапана-відсікача або трубного запобіжного клапана-відсікача, який дистанційно керується з поверхні;

4) циркуляційний клапан (ковзаюча гільза) – для сполучення та відокремлення затрубного і трубного просторів під час глушіння або освоєння свердловини;

5) роз'єднувач колони – для відокремлення колони НКТ від пакера і з'єднання з ним;

6) телескопічне з'єднання – для компенсації температурних видовжень НКТ і зняття натягу колони, який виникає під час посадки пакера;

7) зрізний клапан – для відокремлення каналу піднімальних труб від пласта під час встановлення гідравлічного пакера.

Набір канатної техніки складається з обладнання гирла, гідравлічної лебідки і канатного інструменту.

Обладнання гирла газліфтне ОГГ-80×350 (прохідний діаметр 80 мм, робочий тиск 35 МПа), що являє собою лубрикатор особливої конструкції, який уможливує безпечно опустити та підняти інструмент у працюючих свердловинах.

Гідроприводна лебідка ЛСГ 1К-131 змонтована на шасі автомобіля, яка забезпечує опускання у свердловину і піднімання інструменту на дроті та виконання ремонтних робіт (посадка інструменту, ловильні операції тощо) набором інструменту довжиною до 4 м і масою до 60 кг. Обладнання оснащено приладами для вимірювання глибини опускання інструменту, натягу дроту, а також щоглою для монтажу і демонтажу лубрикатора. Інструменти для виконання робіт у свердловині опускають на дроті діаметром 1,82; 2,06; 2,34 мм. Найчастіше використовують сталевий дріт діаметром 2,34 мм (номінальне допустиме навантаження – 6,9 кН).

Канатний інструмент для виконання робіт із використанням канатної техніки поділяють на три категорії:

а) стандартний канатний набір для створення ударів вгору і вниз (замок для з'єднання дроту з інструментом, вантажні штанги, механічний і гідравлічний яси для створення ударів, шарнірне з'єднання для кутового зміщення інструменту);

б) інструмент для встановлення та витягування клапанів усіх видів, оснащених замком (відхилювач для робіт у свердловинних камерах, опускаючий і піднімаючий інструмент);

в) інструмент спеціального призначення (штовхач, ловильний дротяний інструмент, печатка-фіксатор, вирівнювач дроту, тросорізак, шкребок парафіну, парафінорізак, трубний шаблон, пісочна і гідростатична желонки для видалення з НКТ піщаного корка, уламків породи, вирівнювальний інструмент тощо).

Обладнання, яке опускають на дроті, встановлюють і знімають зрізанням штифтів при ударах ясом вгору або вниз. Усе обладнання й інструменти мають ловильні головки для захоплення їх при відкручуванні.

Яси призначені для створення динамічних ударів і являють собою розсувні пристрої, які приводяться в дію натягом дроту. Механічний яс призначений для створення ударів вгору і вниз.

Контрольні питання

- 1. Які види ускладнень бувають у свердловинах?*
- 2. Що розуміють під міжремонтним періодом свердловин?*
- 3. Що розуміють під поточним (підземним) ремонтом свердловин?*
- 4. Що розуміють під капітальним ремонтом свердловин?*
- 5. Які бувають види робіт при капітальному ремонті свердловин?*
- 6. Які бувають методи боротьби з обводненням свердловин?*
- 7. Які існують методи ліквідації негерметичності обсадних колон і цементного кільця?*
- 8. З якою метою проводяться роботи з відключення окремих пластів?*
- 9. З якою метою проводяться роботи з обмеження припливу води?*

10. Які матеріали застосовуються для обмеження припливу води?

11. В наслідок чого пісок виноситься з пласта у свердловини?

12. До яких порушень може призвести винесення піску з пласта?

13. Які причини утворення піщаних корків на вибоях свердловин?

14. Як видаляють піщані корки?

15. Які причини відкладання парафінів у свердловинах?

16. Які існують методи боротьби з відкладеннями парафінів у свердловинах?

17. Які причини відкладання солей у свердловинах?

18. Які існують методи боротьби з відкладеннями солей у свердловинах?

15. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГНУЧКИХ ТРУБ

15.1 Загальна характеристика колтюбінгового устаткування

Принципово новим підходом у бурінні, експлуатації та ремонті свердловин є використання неперервної колони гнучких труб (КГТ). Ремонтне устаткування із застосуванням колони гнучких труб (колтюбінгове або колоннотрубне устаткування) монтується на шасі високопрохідного автомобіля і оснащується гнучкою намотаною на барабан колоною труб (рис. 15.1).

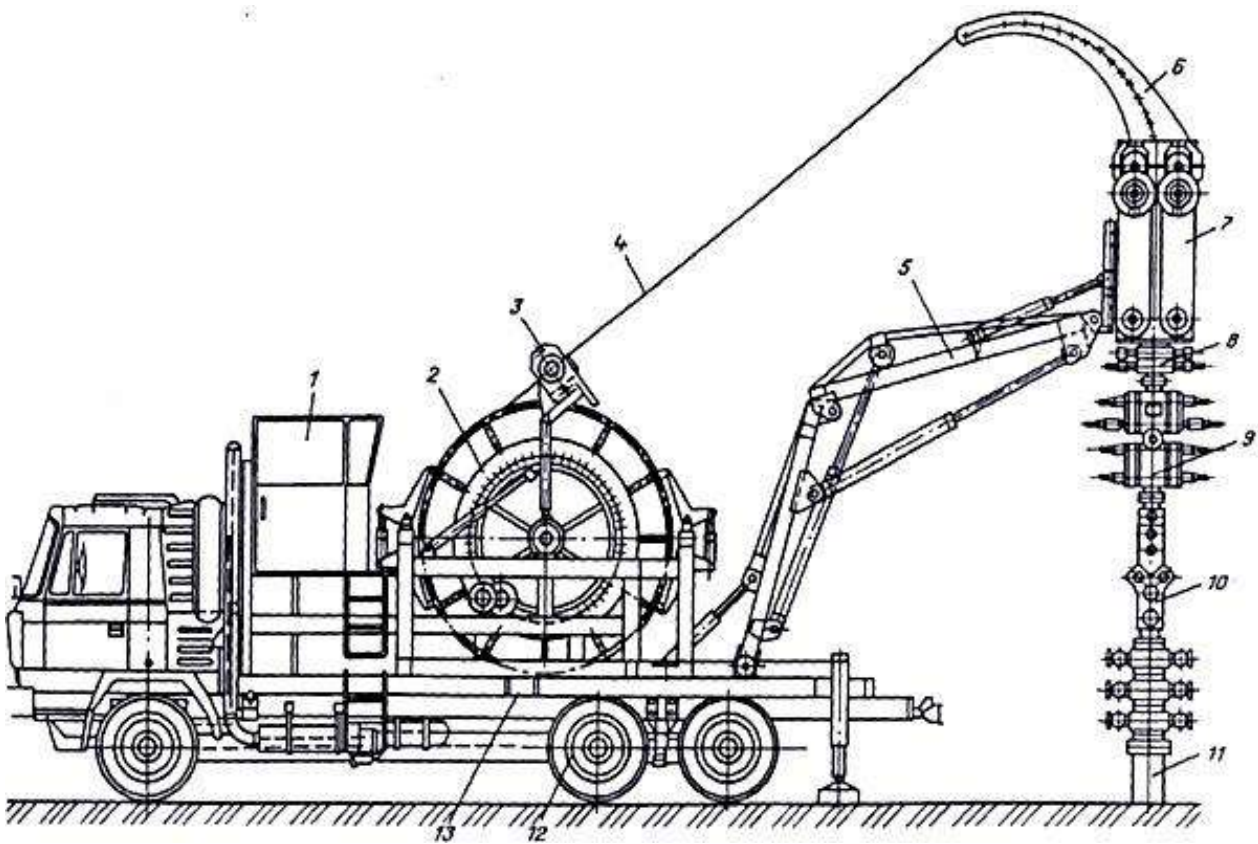


Рисунок 15.1 – Колтюбінгова установка

1 – кабіна керування; 2 – котушка (барабан, лебідка) із КГТ і вертлюгом; 3 – укладальник КГТ, лічильник довжини труб, система змащування труб; 4 – КГТ; 5 – опора (основа для інжектора); 6 – направляючий жолоб (напрямна дуга, арка, гусак); 7 – інжектор колтюбінговий (транспортер КГТ, штовхач) із давачем індикатора ваги; 8 – лубрикатор (герметизатор гирла), сальник-очищувач; 9 – блок превенторів; 10 – фонтанна арматура; 11 – гирло свердловини; 12 – шасі; 13 – рама

Колтюбінг почали застосовувати для здійснення найпростіших операцій підземного ремонту свердловин (ПРС) – очищення колони труб і вибоїв від піщаних корків. На початку впровадження цієї технології використовували колону гнучких труб із зовнішнім діаметром 19 мм. На тепер створено бурові установки, що працюють з трубою діаметром 114,3 мм, які мають достатньо високу циклічну міцність. Із КГТ з діаметрами 19 – 114,3 мм можна здійснювати практично всі операції з підземного ремонту свердловин та буріння. Зазвичай, для ремонту свердловин в якості гнучкої колони використовують трубу із зовнішнім діаметром 25,4 мм і товщиною стінки 1,65 мм, опресовану на тиск 35 МПа.

Нижній напрямний кінець КГТ має скошену гостру форму, тому може застрягати у виступах різьбових з'єднань НКТ, що ускладнює опускання колони у свердловину. Тому на нижній частині неперервної колони монтують пристрій з поворотним механізмом (напрямний штифт і паз). При застосуванні такого механізму, при застряганні колони її припіднімають, а потім продовжують опускати, при цьому нижній скошений кінець скеровується у порожнину каналу НКТ.

Сучасне обладнання для спуско-піднімальних операцій дає змогу здійснювати опускання-піднімання колони зі швидкістю до 76 м/хв. Зазвичай, швидкість спуско-піднімальних операцій змінюється від 30 до 55 м/хв. Спуско-піднімальне обладнання має різні розміри і конструкцію, але, переважно, всюди використовуються фрикційні колодки, які затискають трубу або переміщують її. На устаткованні, оснащеному колоною гнучких труб, застосовують різні превентори: від простих пристроїв із гумовими вкладками до пристроїв з п'ятьма або шістьма комплектами плашок.

Колтюбінг (колони гнучких труб) застосовується при проведенні підземного ремонту, експлуатації свердловин і транспортуванні вуглеводневої продукції. Для підземного ремонту свердловин колтюбінг застосовують із метою освоєння свердловин, підземного (поточного і капітального) ремонту, впливу на пласт і привибуїну зону, забурювання додаткових стовбурів тощо. В експлуатації свердловин колону гнучких труб застосовують в якості ліфтової колони для піднімання рідини при видобуванні нафти і сифонних труб при видобуванні газу, в устаткованні відцентрових і струминних насосів і штангових насосів (із використанням гідроприводу через КГТ), а також у нагнітальних свердловинах. З допомогою КГТ можна проводити роботи з підігрівання промислових трубопроводів, що транспортують рідину чи воду, очищення великих нафтових ємностей

від осаду. Крім того, КГТ використовують як обсадні колони (переважно в горизонтальних свердловинах), хвостовики, робочі колони для намівання гравійних фільтрів, внутрішньопромислові трубопроводи.

За час застосування колони гнучких труб (понад 35 років) виявилися переваги використання цієї технології проведення робіт порівняно з традиційною, зокрема:

- забезпечення герметичності гирла свердловини на всіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій;

- можливість здійснення робіт у нафтових і газових свердловинах без їхнього глушіння;

- відсутність необхідності освоєння і виклику припливу із свердловин, у яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;

- скорочення тривалості опускання та піднімання внутрішньосвердловинного устаткування на проектну глибину;

- скорочення тривалості здійснення підготовчих і завершальних робіт;

- зручність застосування на морських платформах та естакадах із обмеженими розмірами робочих майданчиків, оскільки до комплексу КГТ не входять вежі і щогли;

- можливість буріння, опускання вибійних інструментів і приладів, а також виконання операцій із підземного ремонту в горизонтальних, похило-спрямованих і дуже викривлених свердловинах;

- безпека проведення спуско-піднімальних операцій, так-як не потрібно здійснювати згвинчування-розгвинчування різьбових з'єднань і переміщувати насосно-компресорні труби (НКТ) на поміст;

- поліпшення умов праці персоналу бригад підземного ремонту при виконанні комплексу ремонтних операцій;

- відсутність нафтогазопроявів і відкритих фонтанів (повне виключення забруднення присвердловинних майданчиків нафтою та реагентами);

- відсутність операцій згвинчування-розгвинчування труб і пов'язаних із ними розливань рідини (закрита система циркуляції рідини);

- скорочення тривалості і витрат на споруджування і ремонт свердловин у 2 – 5 раз;

– підвищення ефективності ремонтних робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами (акваторії морів, Арктика тощо) та з аномальними властивостями флюїдів.

До недоліків колтбюбінгу слід віднести:

а) обмежений термін служби неперервної труби (КГТ), особливо великих діаметрів;

б) обмеження за тяговим зусиллям, навантаженням на долото і великі гідравлічні втрати тиску по довжині труби;

в) габаритні розміри і маса барабана з гнучкою трубою створюють певні обмеження при транспортуванні устаткування.

У даний час у світі щорічно виконуються тисячі операцій у свердловинах із використанням колон гнучких труб.

До складу колтбюбінгових установок входить: барабан з гнучкими трубами, інжектор із герметизатором, установлювач обладнання, блок превенторів і кабіна оператора, які змонтовані на шасі автомобіля (рис. 15.2). Мобільні колтбюбінгові установки модифікації М10 є базовими у типорозмірному ряду колтбюбінгових установок із тяговим зусиллям інжектора до 120 кН. Ця установка може працювати з трубами діаметром від 19,5 мм із довжиною до 3000 м до 38,1 мм із довжиною від 1600 до 2400 м; можливе використання гнучкої труби діаметром 44,45 мм довжиною до 1800 м. Оптимальним для цього устаткування є застосування гнучкої труби діаметром до 38,1 мм довжиною до 2400 м.

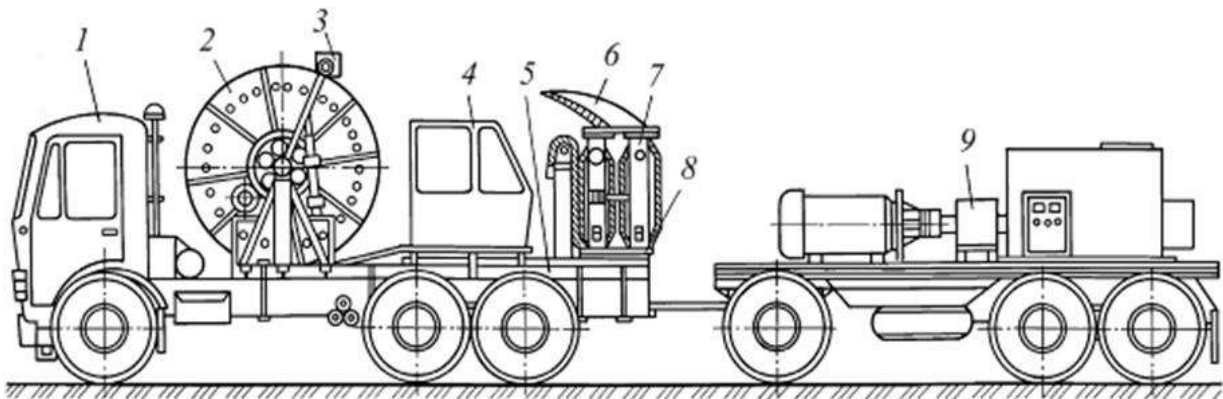


Рисунок 15.2 – Агрегат для капітального та підземного ремонту свердловин із застосуванням гнучких труб

1 – кабіна водія; 2 – барабан із колоною гнучких труб; 3 – укладальник КГТ; 4 – кабіна оператора; 5 – рама агрегату; 6 – напрямна дуга; 7 – транспортер; 8 – механізм встановлення транспортера в робоче положення; 9 – насос для нагнітання технологічної рідини

Мобільна установка серії M1002 є "найлегшою" в типорозмірному ряді і призначена для роботи з трубою діаметром до 38,1 мм при глибинах до 1500 м.

У колтюбінгових установках серії M1003, розрахованих на роботу з гнучкою трубою діаметром до 44,45 мм, підвісне обладнання змонтовано на напівпричепі, а установка модифікації M1001 конструктивно оптимізована і має зменшені габаритні розміри і масу.

Мобільна колтюбінгова установка серії M20 змонтована на повноприводному шасі з формулою коліс 8×8; призначена для роботи в регіонах із нерозвинутою дорожною інфраструктурою і має тягове зусилля інжектора 240 кН. Найбільш оптимальним є застосування гнучкої труби діаметром 38,1 мм довжиною до 4000 м, хоч технічні характеристики дають змогу застосовувати труби діаметром до 44,45 мм довжиною до 3100 м.

В установках модифікацій M2001 і M2002 підвісне обладнання розміщено на нерозривній зв'язці "тягач+напівпричіп" (рис. 15.2).

Колтюбінгові установки серії M40 розраховані на роботу з гнучкою трубою діаметром до 73 мм і можуть використовуватись для буріння нових свердловин та повторного розкриття пластів. Найбільшу технічну і економічну ефективність установка забезпечує при бурінні додаткових похилих і горизонтальних стовбурів в існуючих свердловинах.

15.2 Застосування гнучких труб у свердловинах

Виклик припливу і освоєння свердловин газліфтним методом

Одним із способів зменшення протитиску на пласт для виклику припливу є видалення рідини, що заповнює свердловину, за допомогою газліфта. Для цього в НКТ опускають колону гнучких труб, по якій у свердловину подають газ або аеровану рідину. Піднімання свердловинної рідини здійснюється по колоні ліфтових труб, якими обладнана свердловина.

Для виконання таких операцій, крім агрегата для роботи з КГТ, до гирла свердловини під'єднують додаткове обладнання – ємність для азоту, компресор для закачування азоту та зливну ємність, якщо не можна використати трубопровід системи збирання продукції свердловини.

Перед початком роботи над гирлом свердловини монтують комплект обладнання – превентор, гирловий ущільнювач,

транспортер (рис. 15.3). Діаметр використовуваної колони гнучких труб повинен відповідати діаметру ліфтової колони, щоб гідравлічний опір кільцевого каналу, по якому піднімається суміш, був низьким (так колоні ліфтових труб із умовним діаметром 73 мм відповідають гнучкі труби із зовнішнім діаметром 25 – 33 мм). Інакше тиск, необхідний для подолання гідродинамічного опору, може перевищити пластовий і газ буде закачуватись у пласт. В цьому випадку утвориться так звана "азотна подушка".

Закачування азоту починають відразу або після занурення КГТ на 100 – 200 м і не припиняють протягом всього процесу опускання КГТ і виклику припливу. Азот подають із поступовим збільшенням об'єму до 14 – 20 м³/хв. Тиск закачування газу постійно контролюють і в ході занурення труби в рідину його збільшують.

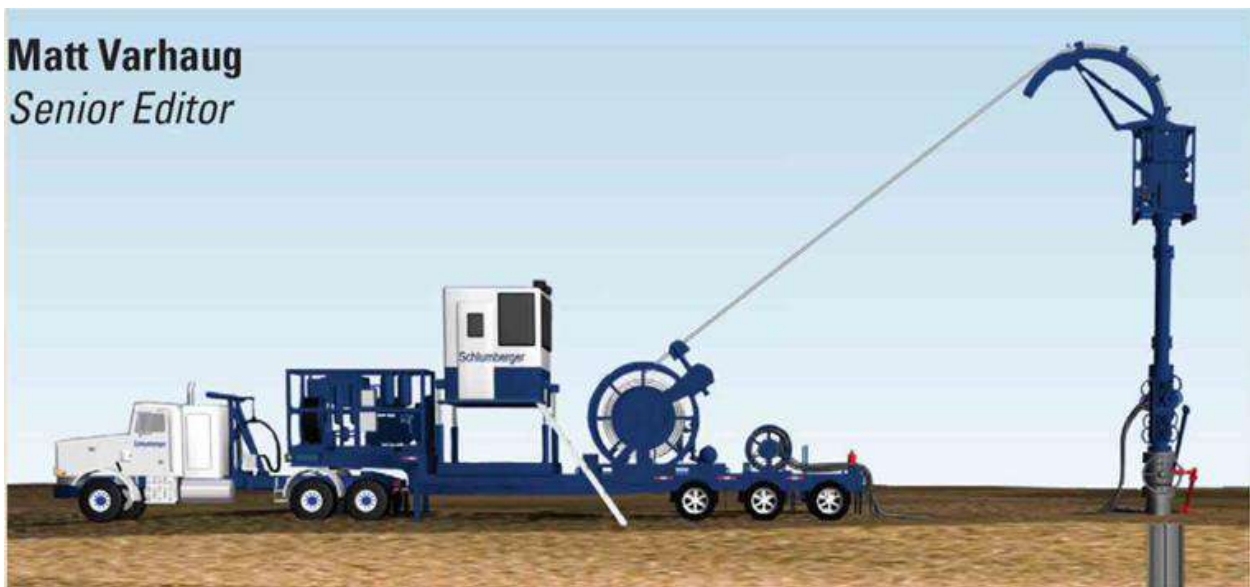


Рисунок 15.3 – Розміщення колтюбінгового агрегата на свердловині

Для поліпшення спінювання рідини і підвищення ефективності процесу можна додавати поверхнево-активні речовини.

Після опускання гнучкої труби до рівня нижніх перфораційних отворів, роботу газліфта забезпечують поки по колоні ліфтових труб не почне підніматись пластова рідина. Після цього КГТ піднімають, продовжуючи подавати газ. При цьому необхідно контролювати склад і дебіт рідини, що надходить із свердловини.

При піднятті гнучких труб до глибини 100 – 200 м, якщо відбувається процес фонтанування, подачу азоту припиняють.

Встановлення гравійних фільтрів

Намивання гравійного фільтра із застосуванням КГТ потрібно виконувати тоді, коли бурове обладнання вже демонтовано, дебіт свердловини малий і використовувати стандартні агрегати підземного ремонту економічно не вигідно, а пласт характеризується високим тиском і глушіння його небажане.

Перфорація колон

На колоні гнучких труб можуть бути опущені перфоратори, які забезпечують прострілювання горизонтальної свердловини на інтервалі до 300 м, при цьому також можна знижувати гідростатичний тиск у свердловині.

Колтюбінгове обладнання дає можливість проведення гідропіскоструминної перфорації у нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах із метою якісного розкриття пластів за зацементованою експлуатаційною колоною, інтенсифікації припливу вуглеводнів із пласта, проведення ізоляційних робіт під час капітального ремонту свердловин.

Для отримання каналів максимальної довжини створюють горизонтальні або вертикальні щілини у експлуатаційній колоні, обертаючи гідроабразивний перфоратор або переміщуючи його вздовж колони.

Експлуатація свердловин

Колони гнучких труб можна використовувати в якості обсадних колон, підйомників, хвостовиків, вибійних щілинних фільтрів, робочих колон для намивання гравійного фільтра, викидних ліній і трубопроводів. Експлуатацію газових свердловин через стаціонарно встановлену колону гнучких труб здійснюють для забезпечення високої швидкості висхідного потоку і винесення рідини зі свердловини.

Колони гнучких труб можна використовувати при експлуатації нафтових свердловин із великим газовим фактором. При роботі з ліфтовими колонами відносно великих діаметрів (60,3 і 73 мм) ефект від наявності газових пухирців, що піднімаються вгору, незначний. При зменшенні діаметра колони до 33 і 38 мм ефективність природного газліфта різко зростає і свердловина може працювати в режимі фонтанування.

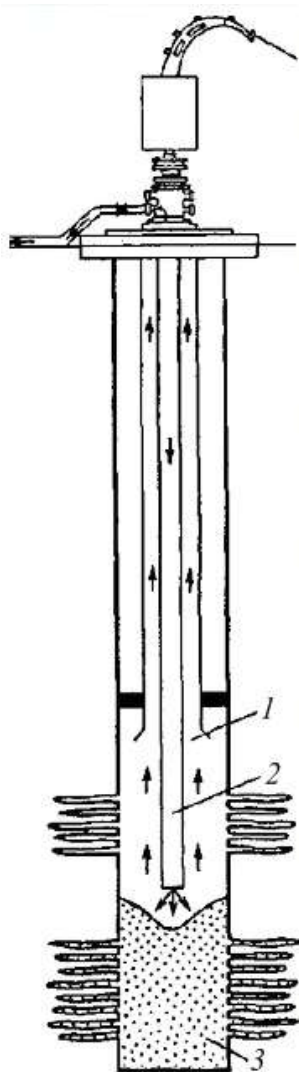
Зазвичай КГТ опускають у свердловину без пакера. Також розроблено два варіанти схем, які дають змогу працювати з пакером. Перший варіант передбачає оснащення нижнього кінця посадковим ніпелем, що взаємодіє із спеціальним пристроєм пакера. Другий більш

перспективний варіант передбачає спуск пакера на колоні НКГ. При цьому обов'язковою умовою є використання роз'єднувача, який повинен спрацьовувати без обертання колони з поверхні.

Опускання КГТ в якості ліфтової колони ефективно при негерметичному підйомнику. В цьому випадку експлуатацію свердловини можна продовжувати на підйомнику з КГТ без проведення підземного ремонту свердловини.

Колону гнучких труб також можна використовувати для експлуатації свердловин за допомогою струминних насосів, які на ній опущені у свердловину.

Промивання вибою свердловини від піску



Очищення вибою від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного обладнання, схему якого показано на рисунку 15.4. При цьому біля гирла свердловини розташовують агрегат із колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємність для накопичення промивальної рідини, що піднімається зі свердловини.

Технологія промивання вибою свердловини від піску передбачає виконання таких робіт:

а) визначення технічного стану свердловини (дослідження з відбиранням проб на різних режимах, визначення глибини поточного вибою);

б) опускання гнучкої труби до верхньої відмітки піщаного корка;

в) промивання піщаного корка шляхом подавання в гнучкі труби промивальної рідини (за необхідності, для профілактики гідратування додається метанол);

г) продування газової свердловини на факельний відвід із метою видалення піску із стовбура свердловини і витягування гнучких труб;

д) дослідження свердловини після проведення ремонту.

Рисунок 15.4 – Схема внутрішньосвердловинного обладнання для промивання вибою свердловини

1 – рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 – закачуваний у свердловину полімерний гель; 3 – пісок

Для забезпечення ефективнішого винесення піску використовують піни чи полімерні гелі на водній основі, що мають підвищені опори зсуву та низьку в'язкість.

Під час опускання КГТ для досягнення підшви ліфтової колони і підходу до ймовірного місцезнаходження піску швидкість опускання зменшують до середнього значення. Момент зіткнення наконечника гнучкої труби з піщаним корком визначають за індикатором навантаження – величина зусилля в місці підвішування труби різко зменшується, а тиск, що розвивається промивальним насосом, зростає.

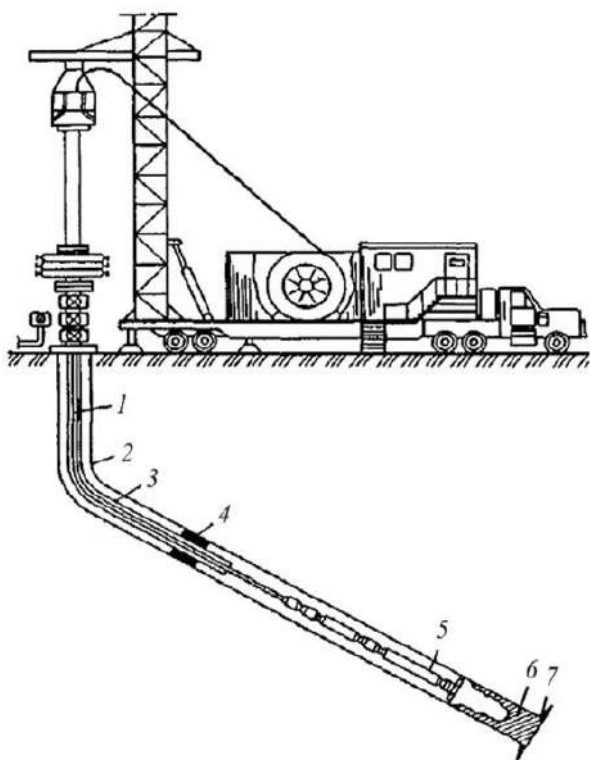
Для підвищення ефективності руйнування корка використовують різні конструкції гідромоніторних насадок на КГТ, які відрізняються кількістю отворів і напрямком промивання. Втрати тиску в гідромоніторних насадках можуть сягати 17 МПа.

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт під час видалення піщаних корків є способи, які базуються на застосуванні струминного насоса, що опускається на двох концентрично розташованих колонах гнучких труб. При цьому швидкості спадаючого, і висхідного потоків промивальної рідини досить великі і проблеми з винесенням піску не виникає; також гідростатичний тиск рідини, яка знаходиться у свердловині і діє на пласт, може бути зведений до мінімуму. Застосування такого способу промивання можна реалізувати тільки при достатньому внутрішньому діаметрі обсадної колони, в якій здійснюється переміщення двох концентричних колон гнучких труб.

За способом отримання піни в технології промивання піщаних корків можливі два варіанти.

За першим варіантом у свердловині, яка простоює, піну отримують закачуванням піноутворювальної рідини і газу через ежектор. Недоліком цього способу є великі гідравлічні втрати по довжині гнучких труб при підвищених витратах внаслідок малого внутрішнього прохідного перерізу, що може призвести до руйнування структури піни.

За другим варіантом при промиванні піщаного корка у працюючій свердловині утворення піни відбувається безпосередньо у свердловині на виході з підшви гнучких труб під час змішування піноутворювальної рідини з газом, що надходить із пласта; при цьому свердловина працює на факельний відвід. Об'єм піни регулюється зміною витрати піноутворювальної рідини і дроселюванням зворотної лінії зміною діаметра штуцера на факельному відводі. Недоліком цього способу є неможливість його застосування в п'єзометричних,



спостережних і поглинальних свердловинах, а також у випадках, коли свердловина простоє в результаті самоглушіння.

Розбурювання корків

Для видалення щільних корків, утворених із піску, парафіну і кристалогідратів, а також цементу в колонах ліфтових чи експлуатаційних труб застосовують технології, які передбачають їх розбурювання. Загальну схему розташування внутрішньосвердловинного обладнання для розбурювання корків показано на рисунку 15.5.

Рисунок 15.5 – Схема розміщення обладнання для розбурювання корків

1 – колона гнучких труб; 2 – експлуатаційна колона; 3 – колона НКТ; 4 – пакер; 5 – вибійний двигун із породоруйнівним інструментом; 6 – цементний або щільний піщаний корок, який необхідно розбурити; 7 – вибій свердловини

Видалення газогідратних і парафіногідратних корків

Для видалення газогідратних корків є ряд методів, найефективнішим із яких є промивання свердловини гарячим сольовим розчином (при $t = 70 - 80$ °С). При використанні установок КГТ гідрати видаляються в результаті подавання технологічної рідини у внутрішню порожнину НКТ, якщо експлуатацію свердловини проводять фонтанним способом, або за допомогою електровідцентрових насосів, а відпрацьована рідина піднімається по кільцевому простору між КГТ і НКТ. Якщо свердловина обладнана ШСНУ, то КГТ опускають у кільцевий простір між колоною НКТ і експлуатаційною колоною, хоч тут є ризик заклинення КГТ у кільцевому просторі.

Для ліквідації гідратних корків і підігрівання свердловини додатково застосовують підігрівач для нагрівання технологічної рідини. Як підігрівач може застосовуватись нагрівач проточного типу або ємність із необхідним запасом рідини, яка попередньо підігрівається від зовнішнього джерела тепла.

Кислотна обробка привибійної зони

Кислотну обробку з використанням КГТ проводять, переважно, для впливу кислоти на карбонатні породи, що складають продуктивний пласт, і збільшення його проникності.

Наземний комплекс обладнання, крім агрегату з КГТ і стандартного гирлового устаткування, повинен містити агрегат для кислотної обробки свердловин, що має спеціалізований насос і ємність для зберігання кислоти. У деяких технологіях кислотної обробки передбачено підігрівання кислоти.

Під час кислотної обробки КГТ опускають на глибину перфорації, забезпечуючи безперервну циркуляцію води. Потім у свердловину через КГТ закачують розрахунковий об'єм кислоти і протискують її в пласт. При закачуванні і протискуванні кислоти викидна засувка на арматурі колони ліфтових труб має бути закрита. Це забезпечує проникнення кислоти крізь перфораційні отвори в пласт.

Процес закачування і протискування проводять при максимально можливій подачі рідини. Під час протискування рідини необхідно дотримуватись умови, щоб тиск у зоні перфорації не перевищував тиск гідророзриву пласта. Після протискування рідини і витримування свердловини під тиском протягом необхідного часу відкривають викидну засувку, піднімають КГТ і свердловину промивають циркуляцією води.

При використанні обладнання з КГТ, порівняно з традиційними технологіями, витрата реагентів для кислотної обробки скорочується на 25 – 30 %.

Селективні методи поінтервальної кислотної обробки та гідроізоляції пласта

Об'єктом селективного впливу на пласт можуть бути перфораційні отвори, або зона негерметичності експлуатаційної колони, через отвори якої у свердловину надходить вода. Селективні операції здійснюють для поінтервальної кислотної обробки або закачування цементу при гідроізоляції пласта

Для проведення цих робіт в оброблюваний інтервал свердловини на колоні гнучких труб опускають два пакери (здвоєний пакер), а вище – локатор. Потім колону гнучких труб піднімають до моменту коли локатор зафіксує необхідне її положення. Після цього пакери приводять в робоче положення та відкривають отвори, через які порожнина колони гнучких труб з'єднується з простором між пакерами. У міжпакерний простір закачують необхідну технологічну

рідину і, за необхідності, протискувальну. Після витримки свердловини протягом необхідного часу зменшують тиск і здвоєний пакер виймають на поверхню.

При виконанні цих операцій застосовуються пакери, герметизаційні елементи яких у транспортному положенні можуть переміщуватись у колоні ліфтових труб діаметром 89 мм. Відстань між кожним із пакерів, що утворюють здвоєний пакер, вибирають відповідно до довжини інтервала свердловини, який необхідно обробити.

Встановлення цементного моста

Необхідність встановлення цементного моста може бути зумовлена, наприклад, проривом підошовних пластових вод. У цьому випадку цемент нагнітають безпосередньо в перфораційні отвори.

Наземне обладнання, крім КГТ, повинно включати цементувальний насос і ємність для цементного розчину.

При закачуванні цементу в пласт виконують наступні операції:

а) у зону перфораційних отворів, які підлягають ізоляції, опускають колону гнучких труб (опускання колони виконують із одночасною циркуляцією води);

б) у КГТ закачують розрахунковий об'єм цементного розчину;

в) гнучку трубу піднімають на 8 – 10 м і закривають засувку на виході з колони НКТ;

г) цемент протискують у пласт, використовуючи воду як протискувальну рідину.

Встановлення цементного моста може здійснюватись і безпосередньо в експлуатаційній колоні. У цьому випадку в інтервал ізоляції експлуатаційної колони намивають пісок, зверху встановлюють розділювальний корок і закачують необхідний об'єм цементного розчину.

Ловильні роботи

На початку проведення ловильних робіт доцільно виконувати їх за допомогою інструментів, що опускаються на тросі. Якщо це зробити не вдається, то використовують КГТ. Ефект від застосування КГТ полягає насамперед у створенні більшого стискувального зусилля, ніж інструментом, що опускається за допомогою канатної техніки. Крім того, можливість забезпечення циркуляції рідини полегшує здійснення ловильних операцій. Якщо й у цьому випадку виконати роботи не вдається, застосовують традиційні технології з використанням агрегатів підземного (капітального) ремонту свердловин.

До недоліків технології з використанням КГТ порівняно з технологією застосування традиційних агрегатів для капітального ремонту, можна віднести неможливість обертання колони, а також створення менших зусиль порівняно із зусиллями, що розвиваються при застосуванні традиційного обладнання. Наприклад, при використанні КГТ діаметром 44 мм із товщиною стінки 3,2 мм граничне зусилля складає лише близько 170 кН.

При використанні КГТ застосовують спеціальні інструменти, які враховують особливості роботи з колоною гнучких труб. Зокрема *з'єднувач* необхідний для кріплення інструменту до колони гнучких труб. Необхідність застосування спеціального з'єднувача зумовлена неможливістю нарізання на гнучких трубах різьби для захоплення аварійного інструменту подібно до технології при роботі з НКТ. Тому переважно використовують клинові конструкції.

Зворотний клапан необхідний для виключення припливу рідини із свердловини в КГТ. Особливістю конструкції зворотного клапана є те, що він повинен забезпечувати пропускання куль, які приводять в дію гідравлічні пристрої, наприклад, роз'єднувач.

Ловильний інструмент на КГТ має конструкцію, подібну до традиційних, і включає фрезери, гаки, овершоти, захоплювачі тощо.

Овершот потрібен для захоплення предметів, що витягуються, за зовнішню поверхню. До цього класу інструментів відносять також *мітчики*, що забезпечують захоплення за внутрішню поверхню. Обидва ці типи інструментів повинні мати гідравлічний привод, потрібний для звільнення аварійного обладнання, якщо його витягнути на КГТ неможливо.

Гідравлічний роз'єднувач забезпечує від'єднання опущеного інструмента від КГТ. На тепер є роз'єднувачі, які не піддаються ударним навантаженням, що мають місце при виконанні ловильних робіт. Основний конструктивний принцип таких пристроїв – наявність зрізних шпильок. Конструкції роз'єднувачів дозволяють встановлювати їх вище або нижче вибійних двигунів. Наприклад, роз'єднувач можна розмістити між вибійним двигуном і овершотом. Спрацьовування роз'єднувача відбувається при зрізанні шпильок при нормованому зусиллі, спрямованому вгору.

Оскільки використання механічних ясів при роботі з колоною гнучких труб практично неможливе, то застосовують конструкції, основані тільки на гідравлічному принципі дії.

Прискорювач використовують разом із гідравлічним ясом, за його допомогою збільшують зусилля, створювані під час удару.

Оскільки для проведення ловильних операцій немає необхідності в застосуванні високого крутного моменту, то тут для обертання інструменту застосовують гвинтові двигуни зменшеної довжини.

Якщо зі свердловини необхідно підняти аварійний інструмент малих розмірів, розташований не симетрично її осі, то застосовують шарнірні відхилювані і криві перехідники, що забезпечують можливість захоплення аварійного інструменту.

Гідравлічні центратори забезпечують центрування з'єднаних із ними пристроїв вздовж осі свердловини.

Різні умови виконання ловильних робіт визначають відповідну їм компоновку інструментів, що спускаються на КГТ.

Для проведення робіт може бути застосована типова компоновка, що містить наступні інструменти (зверху вниз): з'єднувач із ловильною головкою, зворотний клапан, прискорювач, обважнений низ, яс, гідравлічний роз'єднувач, гідравлічний двигун, кривий перехідник, центратор і ловильний інструмент. Як ловильний інструмент можуть використовуватись овершот, кільцевий фрезер, гак тощо. Основними чинниками, що обмежують номенклатуру застосовуваних інструментів, є довжина лубрикатора, який монтується на гирлі свердловини, та процес їх опускання у свердловину.

Каротажні дослідження свердловин

Застосування гнучких труб дає можливість здійснювати каротажні дослідження, у процесі яких виникає необхідність опускання різних приладів не тільки у викривлені, але і в горизонтальні свердловини. Опускання приладів у дуже викривлені свердловини на тросі-кабелі утруднене, а в горизонтальні – взагалі неможливе, так як зенітний кут осі свердловини 60° є граничним, при якому інструмент і прилади можуть, опускатись у свердловину. Використання роликів дозволяє збільшити граничний кут ще на 10° , але наявність різних відкладів на внутрішній стінці труб перешкоджає переміщенню приладів.

Для каротажних досліджень використовують гнучкі труби діаметром 33 м, у середину яких вводять багатожильний каротажний кабель. Для з'єднання каротажних приладів із колоною гнучких труб застосовують спеціальний перехідний вузол із циркуляційними отворами. Гнучка труба має набагато більшу повздовжню жорсткість порівняно з НКТ, тому прилад переміщують зі швидкістю до 0,5 м/с. Одночасно через колону гнучких труб можна подавати технологічну рідину або азот із метою зменшення гідростатичного тиску на

досліджувані пласти, причому операції виконують без попереднього глушіння свердловини. Для реєстрації глибини знаходження опущених приладів, окрім механічного, використовують електронний лічильник, а вузол вертлюга у барабані КГТ обладнують додатковим струмознімачем для передавання електричних сигналів від кабелю, що обертається разом із барабаном, до електронного обладнання, розміщеного на поверхні.

Контрольні питання

- 1. Яке призначення колтюбінгового обладнання?*
- 2. Які ремонтні роботи можна здійснити у свердловинах з використанням гнучких труб?*
- 3. Які переваги дає використання колони гнучких труб?*
- 4. Які недоліки має технологія застосування колтюбінгу?*

16. ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВКА НАФТИ НА ПРОМИСЛІ

16.1 Призначення і загальна характеристика систем збирання і підготовки нафти

Збирання нафти, що видобувається із свердловин – це процес транспортування по трубопроводах нафти, води і газу від свердловин до центрального збірного пункту (ЦЗП). Видобута з пластів нафта транспортується під дією напору тиску на гирлі свердловин, або перекачується насосами. На деяких родовищах, при горбистому рельєфі місцевості, для транспортування видобутої нафти використовують різницю геодезичних відміток вхідної та вихідної точок трубопроводу.

При збиранні нафти, потрібно вимірювати кількість видобутої продукції по кожній свердловині для одержання інформації, необхідної при проєктуванні експлуатації свердловин, контролю та регулюванні розробки родовища.

Технологія одержання товарної продукції складається з технологічних процесів сепарації, стабілізації, зневоднення (деемульсації) і знесолення нафти, очищення стічної води від часток емульгованої нафти та механічних домішок, а також осушування (від водяної пари) й очищення (від сірководню та діоксиду вуглецю) нафтового газу.

Первинна підготовка видобутої на промислах нафти зумовлена необхідністю зменшення транспортних витрат, запобігання утворення стійких нафтових емульсій, гідратуутворення в газопроводах, збереження приймальності водонагнітальних свердловин, зменшення корозійного руйнування внутрішньопромислового і заводського обладнання та трубопроводів під час транспортування нафти, газу і води.

Збирання та підготовка нафти – це єдина система технологічних процесів, де збирання поєднується з підготовкою нафти. Сучасна система збирання нафти і попутного газу та їх підготовки – це складний технологічний комплекс трубопроводів і блочного автоматизованого обладнання. Крім основного завдання – підготовки нафти, газу і води, ця система повинна також забезпечувати:

- а) запобігання втрат нафтового газу та легких фракцій нафти від випаровування на всьому шляху руху від початку розробки родовища;
- б) відсутність забруднення довкілля, зумовлене розливаннями нафти і води;

- в) надійність функціонування кожної ланки та системи в цілому;
- г) високі техніко-економічні показники роботи.

На спорудження об'єктів системи збирання і підготовки нафти витрачається близько 50 % капітальних вкладень у нафтовій промисловості. Використання обладнання в блочному виконанні зменшує витрати майже у два рази, прискорює введення в розробку родовища на 3 – 4 роки, дозволяє уникнути втрат нафтового газу і нафти, а також забезпечує можливість повної автоматизації технологічного процесу, гнучкість і маневреність у нарощуванні або скороченні потужностей (монтаж–демонтаж окремих блоків) із метою реагування на зміни умов видобування нафти і рідини, обводненості продукції.

Зменшити витрати можна також при раціональному виборі кількості та розміщення промислового обладнання, вимірювальних засобів, трас трубопроводів із урахуванням характеру рельєфу місцевості, діаметрів труб, укрупненням і централізацією технологічних об'єктів тощо. Необхідно також раціонально використовувати пластову енергію. Названі та інші раціональні положенням потрібно враховувати під час проектування промислового облаштування родовищ. Оптимізація промислового облаштування забезпечує зменшення капітальних вкладень на 10 – 15 %.

16.2 Збирання та промислова підготовка пластової продукції

Підняті на поверхню нафта і попутний газ потребують очищення, тому їх подають до системи збирання та підготовки продукції. Система збирання та підготовки (рис. 16.1) є досить складним комплексом нафтопромислового обладнання, що складається з трубопроводів, запірно-регулюючої апаратури, вимірювальних установок, сепараторів, резервуарів. Ця система формується відповідно до Проекту облаштування родовища, що розробляється проектною організацією.

Нафта, що видобувається із пластів, є сумішшю нафти, газу, мінералізованої води, механічних домішок та інших супутніх компонентів. Її збирають із розміщених на родовищі свердловин і обробляють як сировину для одержання товарної продукції (товарної нафти, нафтового газу). Також при підготовці нафти одержують пластову та стічну воду, яку необхідно повертати в пласт. Тому найважливішим завданням системи збирання та підготовки нафти є сепарація, тобто відділення нафти, газу і води один від одного.

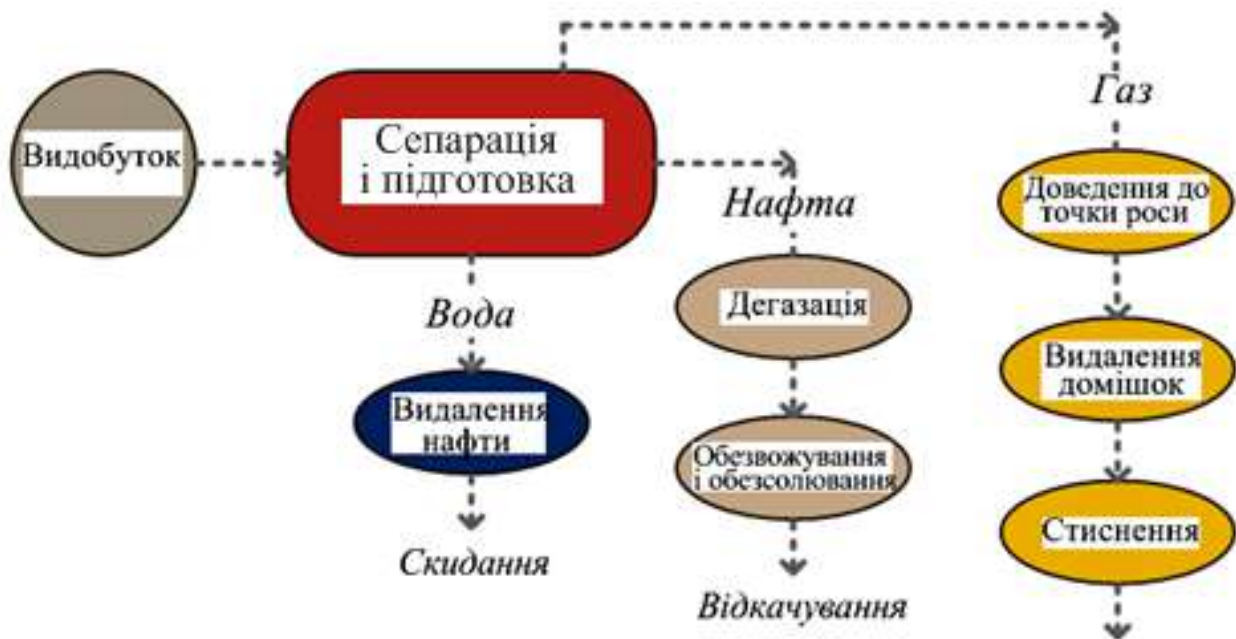


Рисунок 16.1 – Принципова схема збирання та підготовки нафти

Пластова вода – це дуже мінералізована рідина із вмістом солей до 300 г/л. Вміст пластової води в нафті може досягати 80 %. Мінеральна вода спричиняє підвищену корозійну руйнацію труб, резервуарів.

Тверді частки механічних домішок (гірських порід, затверділого цементу), що надходять із потоком нафти із свердловини, спричиняють зношення трубопроводів та обладнання.

Попутний нафтовий газ (ПНГ) використовується як сировина та паливо.

Нафту перед подачею до магістрального нафтопроводу (МНП) піддають спеціальній підготовці з метою її знесолення, зневоднення, дегазації, видалення твердих частинок.

На нафтових промислах найчастіше використовують централізовану схему збирання та підготовки нафти.

При збиранні продукції від групи свердловин вона транспортується на автоматизовані групові вимірювальні установки (АГВУ). Від кожної свердловини індивідуальним трубопроводом на АГВУ надходить нафта разом із газом і пластовою водою.

На АГВУ проводять облік кількості нафти, що надходить від кожної свердловини, а також первинну сепарацію для часткового відділення пластової води, попутного нафтового газу та механічних домішок. Відділений газ направляєється газопроводом на газопереробний завод (ГПЗ).

Частково зневоднена і частково дегазована нафта надходить збірним колектором на центральний пункт збору (ЦПЗ).

Зазвичай на одному нафтовому родовищі влаштовують один ЦПЗ. Але в ряді випадків один ЦПЗ влаштовують на кілька родовищ із розміщенням його на більшому родовищі. В цьому випадку на окремих родовищах можуть споруджуватися комплексні збірні пункти (КЗП), де частково проводиться підготовка нафти.

На ЦПЗ зосереджено установки з підготовки нафти та води. На установці підготовки нафти (УПН) здійснюються в комплексі всі технологічні операції з її підготовки. Комплект цього обладнання називається УКПН – установка з комплексної підготовки нафти.

Зневоднена, знесолена та дегазована нафта після завершення остаточного контролю надходить у резервуари товарної нафти і потім на головну насосну станцію магістрального нафтопроводу (МНП).

Зневоднення нафти ускладнюється тим, що нафта і вода утворюють стійкі емульсії типу «вода в нафті». При цьому вода диспергує в нафтовому середовищі на дрібні краплини, утворюючи стійку емульсію. Тому для зневоднення та знесолення нафти необхідно відокремити від неї дрібні краплі води і видалити воду з нафти.

Для зневоднення та знесолення нафти використовують такі технологічні процеси:

- гравітаційний відстій нафти;
- гарячий відстій нафти;
- термохімічні методи;
- електрознесолювання та електрозневоднення нафти.

Найпростіший за технологією *процес гравітаційного відстою*. У цьому випадку нафтою заповнюють резервуари та витримують певний час (48 год і більше).

Під час гравітаційного відстою відбуваються процеси коагуляції крапель води, і великі важкі краплі води під впливом сил тяжіння (гравітації) осідають на дно та накопичуються у вигляді шару підтоварної води.

Проте гравітаційний процес відстою холодної нафти малопродуктивний і недостатньо ефективний метод зневоднення нафти.

Більш ефективний *гарячий відстій обводненої нафти*, коли завдяки попередньому нагріванню нафти до температури 50 – 70 °С значно полегшуються процеси коагуляції крапель води і прискорюється зневоднення нафти під час відстою.

Недоліком гравітаційного методу зневоднення є його мала ефективність. Більш ефективні хімічні і термохімічні методи, а також електрозневоднення та знесолення.

При *хімічних методах* в обводнену нафту вводять спеціальні речовини – деемульгатори. Як деемульгатори використовують ПАР. Їх вводять в нафту у невеликих кількостях від 5 – 10 до 50 – 60 г на 1 т нафти. Найкращі результати показують неіоногенні ПАР, які в нафті не розпадаються на аніони і катіони. Це такі реагенти, як дісолвани, сепароли, діпроксиліни та ін.

Деемульгатори адсорбуються на поверхні розділу фаз «нафта-вода» і витісняють або замінюють менш поверхнево активні природні емульгатори, що містяться в рідині. Причому плівка, що утворюється на поверхні крапель води, неміцна, що сприяє злиттю дрібних крапель у великі, тобто процесу коалесценції. Великі краплі води легко осідають на дно резервуара.

Ефективність і швидкість хімічного зневоднення значно підвищується за допомогою нагрівання нафти, тобто при *термохімічних методах*, внаслідок зниження в'язкості нафти при нагріванні та полегшення процесу коалесценції крапель води.

Найнижчий залишковий вміст води досягається при використанні *електричних методів* зневоднення та знесолення. Електрозневоднення та електрознесолювання нафти пов'язані з пропусканням нафти крізь спеціальні апарати-електродегідратори, де нафта проходить між електродами, що створюють електричне поле високої напруги (20 – 30 кВ).

Для підвищення швидкості електрозневоднення нафту попередньо підігривають до температури 50 – 70 °С.

При зберіганні нафти в резервуарах, при транспортуванні її трубопроводами, у вагонах-цистернах залізницею чи водним шляхом значна частина цих вуглеводнів втрачається внаслідок випаровування.

Легкі вуглеводні сприяють інтенсивному випаровуванню нафти, оскільки вони захоплюють у себе і важчі вуглеводні. Водночас легкі вуглеводні є цінною сировиною та паливом (легкі бензини). Тому перед подачею нафти споживачам із неї вилучають легкі низькокиплячі вуглеводні. Ця технологічна операція називається *стабілізацією нафти*.

Для стабілізації нафти її піддають ректифікації або гарячій сепарації. Найпростішою і широко застосовуваною у промисловій підготовці нафти є гаряча сепарація, яка виконується на спеціальній стабілізаційній установці.

При гарячій сепарації нафту попередньо підігрівають у спеціальних нагрівачах і подають у сепаратор, зазвичай горизонтальний. У сепараторі з підігрітою до 40 – 80 °С нафти активно випаровуються легкі вуглеводні, які відбираються компресором і через холодильну установку та бензосепаратор поступають у збірний газопровід.

У бензосепараторі від легкої фракції додатково відокремлюються важкі вуглеводні завдяки конденсації.

Вода, відокремлена від нафти на установці комплексної підготовки нафти, надходить на установку підготовки води (УПВ), розташовану на ЦПЗ. Особливо велику кількість води відокремлюють від нафти на завершальній стадії експлуатації нафтових родовищ, коли вміст води в нафті може сягати 80-90 %, тобто з кожним кубометром нафти витягується 4 м³ води. Пластова вода, відокремлена від нафти, містить механічні домішки, краплі нафти, гідрати закису (оксид заліза (II) складу FeO) та оксиду заліза (оксид заліза(III), Fe₂O₃, оксид заліза (II, III), Fe₃O₄) та велику кількість солей.

Механічні домішки забивають пори в продуктивних пластах і перешкоджають проникненню води в капілярні канали пластів, а отже, призводять до порушення контакту «вода-нафта» у пласті та зниженню ефективності підтримання пластового тиску. Цьому ж сприяють і гідрати оксиду заліза, що випадають осад.

Солі, що містяться у воді, сприяють корозії трубопроводів та обладнання. Тому стічні води, відокремлені від нафти на УКПН, необхідно очистити від механічних домішок, крапель нафти, гідратів оксиду заліза та солей, і лише після цього закачувати в продуктивні пласти.

Допустимий вміст механічних домішок, нафти, сполук заліза у воді, що закачується, встановлюють безпосередньо для кожного нафтового родовища.

Для очищення стічних вод застосовують закриту (герметизовану) систему очищення.

У герметизованій системі переважно використовують три методи очищення води: відстій, фільтрування та флотацію.

Метод відстою заснований на гравітаційному розділенні твердих частинок механічних домішок, крапель нафти та води. Процес відстою проводять у горизонтальних апаратах – відстійниках або вертикальних резервуарах-відстійниках.

Метод фільтрування заснований на проходженні забрудненої пластової води -крізь гідрофобний фільтруючий шар, наприклад, через

гранули поліетилену. Гранули поліетилену «захоплюють» крапельки нафти та частинки механічних домішок і вільно пропускають воду.

Метод флотації заснований на однойменному технологічному процесі, коли бульбашки повітря або газу, проходячи крізь шар забрудненої води знизу вгору, осаджуються на поверхні твердих частинок, крапель нафти і сприяють їх спливанню на поверхню.

Очищення стічних вод здійснюють на установках очищення вод типу УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 і УОВ-10000, що мають пропускну здатність відповідно 750, 1500, 3000 і 10000 м³/доб.

Установка УОВ-10000 складається із трьох установок УОВ-3000. Кожна така установка складається з чотирьох блоків: відстійника, флотації, сепарації і насосного.

Разом із очищеною пластовою водою у продуктивні пласти для підтримання пластового тиску закачують прісну воду, яку одержують із: підземних (артезіанських свердловин) і відкритих водойм (річок).

Води, що видобуваються з артезіанських свердловин, відрізняються високим ступенем чистоти і в багатьох випадках не вимагають глибокого очищення перед закачуванням у пласти.

Вода з відкритих водойм забруднена глинистими частинками, сполуками заліза, мікроорганізмами і потребує додаткового очищення. Сьогодні застосовують два види забору води з відкритих водойм: підрусловий і відкритий.

При підрусловому методі відбір води відбувається нижче дна річки – «під руслом». Для цього в заплаві річки бурять свердловини глибиною 20 – 30 м і діаметром 300 мм, які проходять крізь шар піщаного ґрунту. Свердловини кріплять обсадними трубами і в них опускають водозабірні труби діаметром 200 мм. При цьому отримують систему сполучених посудин – «річка–свердловина», розділену природним фільтром (шаром піщаного ґрунту). Вода з річки фільтрується крізь пісок і накопичується у свердловині. Приплив води зі свердловини форсується вакуум-насосом або водопідйомним насосом і подається на кущову насосну станцію (КНС).

При відкритому методі воду за допомогою насосів першого підйому відкачують із річки та подають на водоочисну станцію, де вона проходить цикл очищення та потрапляє у відстійник. У відстійнику за допомогою реагентів-коагуляторів частинки механічних домішок і сполук заліза виводяться в осад. Остаточне очищення води відбувається у фільтрах, де як фільтруючі матеріали використовують чистий пісок або дрібне вугілля.

Все обладнання системи збору та підготовки нафти і води використовують у блоковому виконанні у вигляді повністю готових блоків і суперблоків.

16.3 Промислові системи збирання нафти

Пластова продукція, піднята із свердловин, розосереджених на великих територіях, має бути зібрана та оброблена відповідно з вимогами до товарної нафти і товарного газу.

Система збирання та підготовки пластової продукції включає такі базові елементи:

- викидні шлейфи (трубопроводи) та промислові збірні мережі – колектори;
- обладнання для вимірювання дебіту кожної свердловини;
- дотискні насосні станції (ДНС), або дотискні компресорні станції (ДКС);
- установки комплексної підготовки нафти УКПН (газу УКПГ);
- сепаратори різного призначення, підігрівачі, резервуари, відстійники та інше обладнання для відокремлення газу і води від нафти.

Кожне нафтогазове родовище має свої відмінності, пов'язані з властивостями пластової продукції, умовами експлуатації свердловин, географічним характером місцевості тощо, тому у кожному окремому випадку технологічні схеми систем збирання нафти і газу обґрунтовуються техніко-економічними розрахунками. Великі централізовані пункти збору економічно вигідні, оскільки вони дозволяють знизити втрати легких фракцій нафти та забезпечити поглиблену її підготовку.

Є різні системи нафтогазозбирання, які можна класифікувати за наступними ознаками:

- за рівнем герметизації: системи поділяються на відкриті (застосовувалися на ранніх етапах нафтовидобутку) і герметизовані, зокрема одно- та двотрубні;
- за величиною напору: самопливні, низьконапірні і високонапірні;
- за типом замірно-сепараційних установок: системи збирання з індивідуальними замірними установками (ІЗУ) або з груповими замірними установками (ГЗУ).

На рисунку 16.2 наведено типові схеми збирання нафти на промислах.

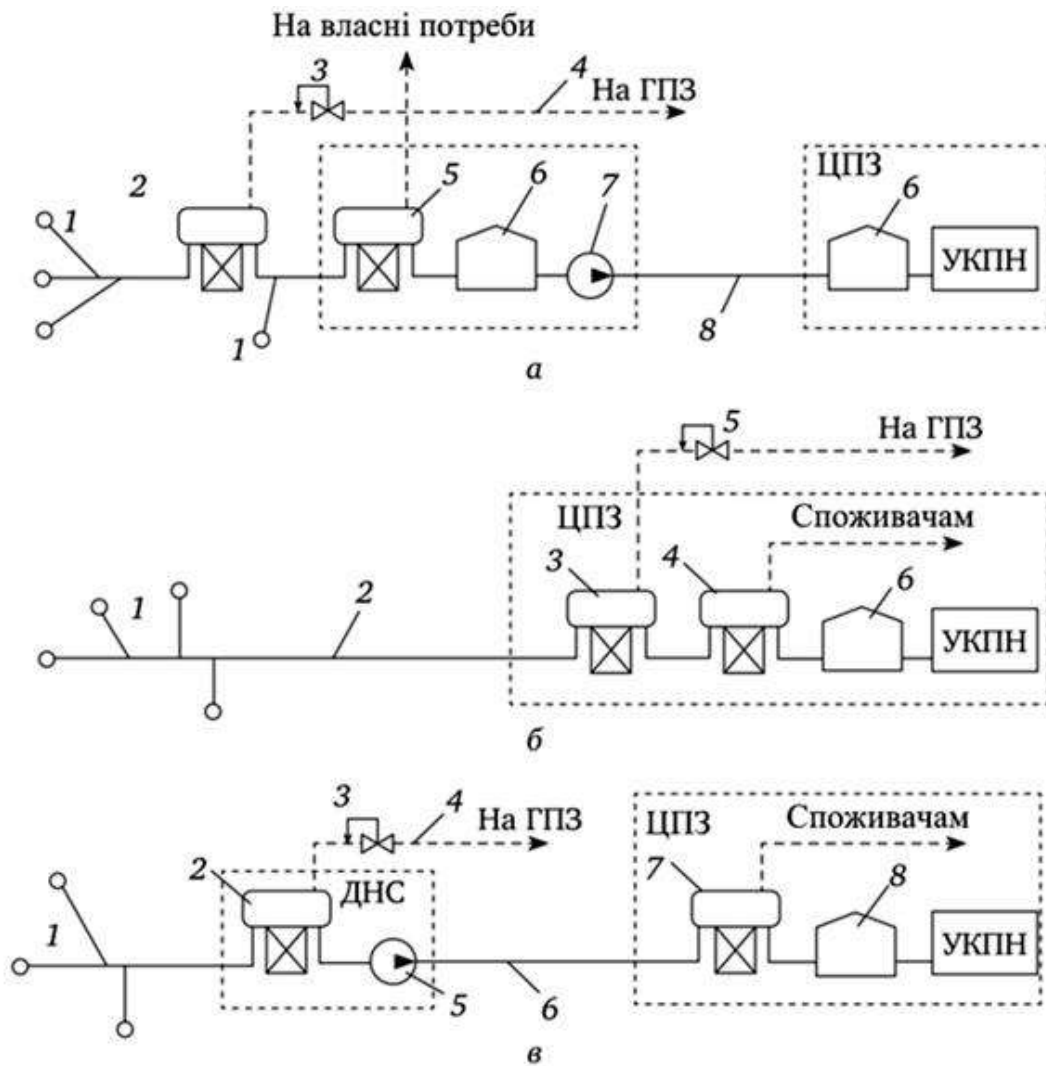


Рисунок 16.2 – Типові технологічні системи збирання нафти на промислах

а – самопливна двотрубна система: 1 – свердловини; 2, 5 – сепаратори; 3 – регулятор тиску; 4 – газопровід; 6 – резервуари; 7 – насос; 8 – нафтопровід; *б* – високонапірна система: 1 – свердловини; 2 – нафтогазопровід; 3, 4 – сепаратори; 5 – регулятор тиску, 6 – резервуар; *в* – напірна система: 1 – свердловини; 2, 7 – сепаратори; 3 – регулятор тиску; 4 – газопровід; 5 – насос; 6 – нафтопровід; 8 – резервуар

Самопливна двотрубна система (рис. 16.2, *а*) передбачає наявність наступних процесів:

– відділення на газорідинному сепараторі 2 нафтового газу та його подальше транспортування завдяки тиску в сепараторі (0,5 – 0,6 МПа) на ГПЗ (або на ДКС);

– транспортування рідкої фази (водогафтова суміш) із залишковим розчиненим газом на сепаратор другого ступеня, де відбувається вторинна дегазація і транспортування газу на власні потреби, а гафта з водою самопливом надходить у резервуари дільничного збірної пункту (ДЗП). Далі гафта з водою транспортується на центральний пункт збору (ЦПЗ) і надходить на установки комплексної підготовки (УКПН), де відбувається підготовка товарної гафти.

Недоліком самопливної двотрубної системи є низька швидкість руху продукції трубами, що призводить до запарафінювання трубопроводів і накопичення у них газів.

Високонапірна система збирання (рис. 16.2, б) передбачає однотрубний транспорт спільно газової та рідкої фаз на значну відстань внаслідок високих гирлових тисків. Подібна система збирання дозволяє відмовитися від дільничних збірних пунктів, тобто сконцентрувати технологічне обладнання та перенести всі роботи з сепарації гафти від газу і води на ЦПЗ. Це дозволяє знизити металоємність гафтогазозбірної мережі, виключити необхідність будівництва насосних станцій на промислах, спростити процес утилізації попутного газу.

Недоліки високонапірної системи: через високий вміст газу в продукції, що транспортується, виникають пульсуючі удари в трубопроводах, що спричиняє їх руйнування і погіршує роботу контрольно-вимірювальних приладів (КВП). Високонапірна система збору ефективна за наявності високих пластових (гирлових) тисків.

Напірна система збирання (рис. 16.2, в) передбачає також однотрубний транспорт завдяки високому гирловому тиску газорідної суміші на дільничні збірні пункти (ДЗП), які можуть розташовуватися від свердловин на відстанях до 5 – 7 км, відділення на ДЗП газу від рідкої фази (перший ступінь сепарації) та його транспортування на ЦПЗ. На ДНС, що також розташовуються на ДЗП, рідка фаза стискається насосами до необхідного тиску і транспортується на ЦПЗ та УКПН для підготовки товарної гафти.

Переваги напірних систем збирання в тому, що вони дозволяють сконцентрувати на ЦПЗ високопродуктивне обладнання, що знижує витрати металу, капіталовкладення та експлуатаційні витрати. Зменшуються також і енерговитрати, оскільки гафта, що перекачується, після першого ступеня сепарації на ДЗП матиме меншу в'язкість.

Недоліком такої системи є великі енерговитрати, так як необхідно перекачувати від ДЗП до ЦПЗ нафту разом із пластовою водою, а потім перекачувати воду назад до свердловин для підтримання пластового тиску (ППТ).

Сьогодні застосовують досконаліші системи збирання, в яких недоліки попередніх систем збирання і підготовки враховані. На рисунку 16.3 наведено схему збирання, при якій переважна кількість пластової води відокремлюється на ДЗП шляхом розміщення на загальному майданчику з ДНС установок попереднього скидання води (УПСВ). Така система збирання дозволяє відокремити на ДЗП основну

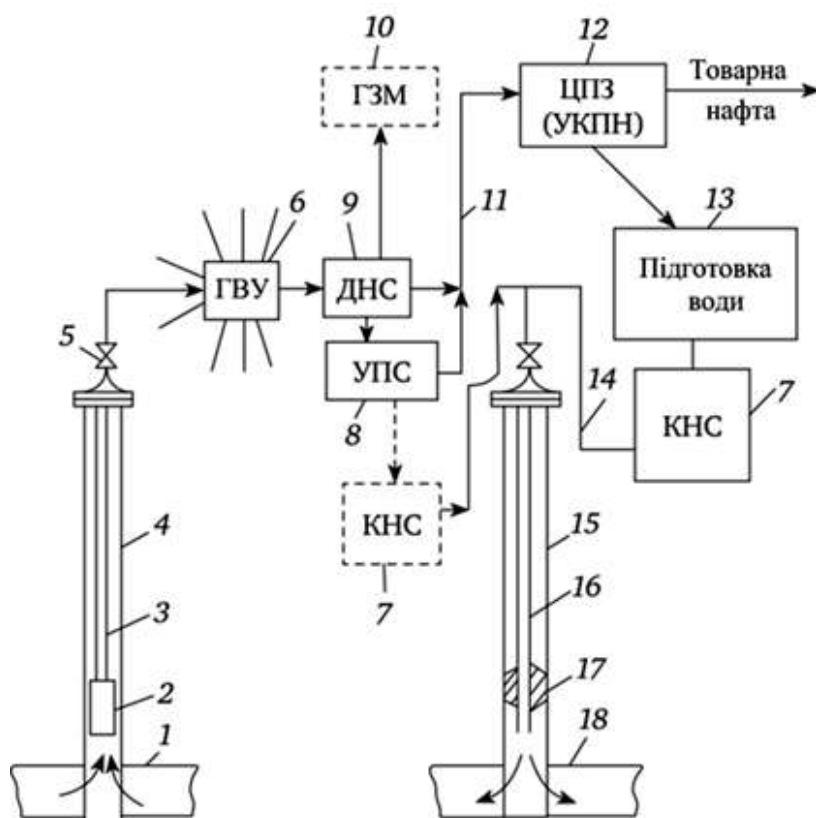


Рисунок 16.3 – Схема збирання нафти з попереднім скиданням води

1 – продуктивний пласт; 2 – занурений насос; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – обсадна колона; 5 – гирло видобувної свердловини; 6 – групова вимірювальна установка; 7 – куцова насосна станція; 8 – установка попереднього скидання води; 9 – допускна насосна станція; 10 – газозбірна мережа; 11 – промисловий трубопровід; 12 – центральний пункт збору і підготовки продукції; 13 – вузол підготовки води; 14 – нагнітальний трубопровід; 15 – обсадна колона нагнітальної свердловини; 16 – насосно-компресорні труби; 17 – накер; 18 – продуктивний пласт

кількість (до 90 %) попутної води від нафти. На ЦПЗ відбувається відділення води, що залишилася, і перекачування її на КНС, а також повна підготовка товарної нафти.

Різновидом такої системи є система збирання для великої кількості свердловин, при якій ДНС та УКПН розташовуються на загальному майданчику та розміщуються близько до видобувних свердловин. Таке поєднання ДНС та УКПН називають *комплексним збірним пунктом* (КЗП).

Високопарафіністі (вміст парафіну 6 – 25 %) і високосмолисті нафти мають знижену рухливість через збільшення в'язкості навіть при температурах 20 – 30 °С. Це призводить до необхідності застосування насосів високого тиску. Тому для зниження витрат при внутрішньопромисловому перекачуванні високов'язкої та застигаючої нафти (емульсій) їх необхідно підігрівати або вводити хімічні реагенти, які знижують в'язкість. Для цього на гирлі або на викидних лініях чи на збірних колекторах встановлюють нагрівачі – автоматизовані печі підігріву.

Контрольні питання

- 1. Яке призначення систем збирання і підготовки нафти?*
- 2. З якою метою проводиться промислова підготовка пластової продукції?*
- 3. Які етапи підготовки нафти відбуваються на промислах?*
- 4. Які етапи підготовки попутного газу відбуваються на промислах?*
- 5. Які етапи підготовки пластової води відбуваються на промислах?*
- 6. Які Ви знаєте системи збирання видобувної нафти?*

17. ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУВАННЯ НЕТРАДИЦІЙНОЇ НАФТИ

17.1. Поклади нетрадиційних нафт

Нетрадиційною вважають нафту (*англ. unconventional oil*), видобуту способом, який відрізняється від звичайного або традиційного. Промислове видобування нетрадиційної нафти, до якої сьогодні зараховують, зокрема, нафтоносні (бітумінозні) піски, сланцеву нафту і важку нафту⁶, почалось порівняно недавно. Ці нетрадиційні джерела нафти, ймовірно, відіграватимуть більш важливу роль у майбутньому, ніж сьогодні, враховуючи, що світовий видобуток «традиційної» нафти не покриває потреби людства, які все більше зростають.

Різновиди нетрадиційних нафт

За видом нетрадиційних колекторів вуглеводнів розрізняють (рис. 17.1):

– нафтоносні піски (*англ. oil sands, oil-bearing sands, bituminous sands*) – піски, які мають промислово значущі запаси нафти (бітуму);

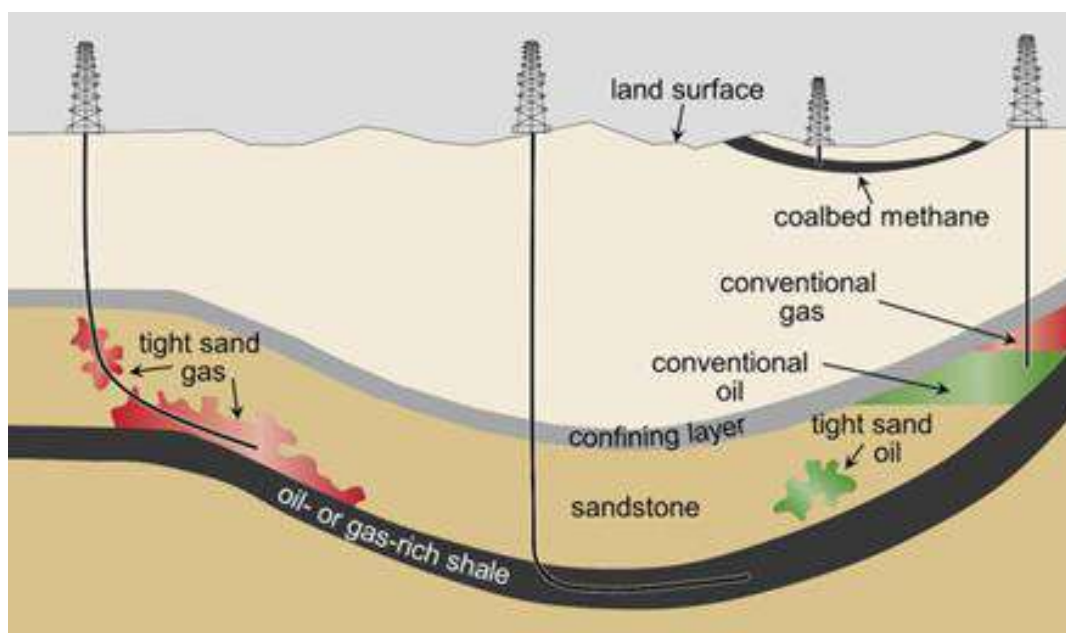


Рисунок 17.1 – Схематичне зображення відкладень традиційних та нетрадиційних ресурсів нафти

⁶ Іноді до джерел нетрадиційної нафти зараховують продукти термічної перегонки горючих сланців, біопаливо, продукти термічної деполімеризації органічних речовин і перетворення вугілля або природного газу на рідкі вуглеводні шляхом синтезу Фішера-Тропша. Хоча це все не природна нафта, а нафтоподібні продукти, одержані при переділі органічної сировини.

– сланцеву нафту (*shale oil*) – нетрадиційна нафта, одержувана з горючих сланців внаслідок піролізу, гідрування або термічного розчинення;

– нафта щільних колекторів (*англ. tight oil, light tight oil*) – вуглеводневі ресурси, що складаються з легкої нафти, що знаходиться в низькопроникних високощільних колекторах (у сланцях, щільних пісковиках, вапняках).

Слід відрізнити *tight oil* від *shale oil* – нафтових сланців (горючих сланців), багатих на кероген (тверді вуглеводні), і від *shale oil* – сланцевої нафти, отриманої з горючих сланців.

17.2. Бітумінозні піски

Нафтоносні піски, бітумінозні піски – піски, які мають промислово значимі вмісти нафти. Запаси бітумінозних пісків у світі обчислюються сотнями мільярдів барелів (1 барель – 159 літрів). За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), у світі виявлено близько 600 родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані, Венесуелі⁷ та Російській Федерації (РФ). Проте, понад 70 % цих запасів, майже 180 млрд. барелів, знаходяться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті.

Оціночні сукупні запаси Венесуели та Канади становлять 3,7 трильйони барелів нафти, що майже удвічі більше світових запасів традиційної нафти. Утворення нафтоносних пісковиків відбулося внаслідок міграції на поверхню по тектонічних розломах вуглеводнів із подальшим випаровуванням низько- та середньомолекулярних сполук під дією вітру і тепла сонячного випромінювання. На сьогоднішній день є два способи видобутку нафти з таких утворень:

– 20 % видобутку забезпечують гірські розробки поверхневих покладів,

– 80 % – буріння свердловин на глибину до 500 – 700 метрів із наступним закачуванням теплоносія і розчинника.

У 2010-х роках понад 40 % всієї нафти, видобутої в Канаді, становила нафта, одержана з бітумінозних родовищ в Альберті. Сьогодні це три родовища, Атабаска, Піс Рівер і Колд Лейк, – єдині бітумінозні піски в світі, з яких отримують нетрадиційну сиру нафту.

⁷ Бітумінозні піски пояса річки Оріноко у Венесуелі

Канадська технологія видобутку і вилучення нафти з пісків включає такі операції:

- екскаваторний видобуток пісків у нафтовому кар'єрі;
- подрібнення вихідної гірничої маси;
- транспортування (конвеєр або трубопровід) на завод;
- обробка подрібненого матеріалу гарячою водою і водяною парою в обертових барабанах;
- гравітаційна сепарація (спливання) нафтових фракцій;
- розчинення бітуму лігроїном;
- центрифугування продукту у спеціальних «циклопаках» (рис. 17.2) для вилучення залишків води та мінералів;
- температурна перегонка нафтових фракцій.



Рисунок 17.2 – Циклопак – батарейний циклон для відокремлення піску від бітумних фракцій. Завод по переробці бітумінозних пісків, Канада

За цією технологією (рис. 17.3) одержують лігроїн, гас, газойль, нафтовий кокс і відходи (вода з піском). Відходи направляють у штучні водоймища – відстійники, де піскова фракція осідає, а воду використовують повторно.

Перша ефективна технологія переробки нафтових пісків запропонована на початку ХХ ст. Карлом Кларком і полягала в тому, що нафтовий пісок, видобутий кар'єрним способом, змішують з гарячою водою в спеціальному барабані або безпосередньо в трубопроводі. Крапельки нафти (бітуму) при цьому відокремлюються



Рисунок 17.3 – Загальна схема ланцюга технологічних блоків при розробці бітумінозних пісків кар'єрним способом

від гідрофільних мінеральних часток піску, вкритих водною плівкою (рис. 17.4), і прикріплюються до невеликих повітряних бульбашок, які допомагають їм переміститися у верхню частину суміші. Потім вся ця маса розміщується в спеціальних розділових посудинах, де насичена бітумом піна відкачується з поверхні рідини. Піна містить близько 65 % нафти, 25 % води і 10 % твердих частинок.



Рисунок 17.4 – Наявність водної плівки на частинках піску уможлиблює його відокремлення від нафтової речовини, яка заповнює міжзерновий простір.

Зазвичай таким методом вдається вилучити 88 – 95 % нафти, що міститься в нафтовому піску, що робить цей метод досить ефективним.

Якщо родовище бітумінозного піску перебуває в глибині понад 500 метрів, то для видобутку бітуму використовується свердловинний метод. Для цього з кущового майданчика буряться до 10 пар горизонтальних свердловин: одна свердловина – нагнітальна, друга – видобувна. Відхід горизонтальних стовбурів – 700 – 1000 метрів від вертикальної осі свердловини. У нагнітальну свердловину під великим тиском закачують перегріту пару з розчинником, відбувається нагрівання та розрідження бітуму, який стає текучою субстанцією і надходить по видобувній свердловині на поверхню для подальшої переробки.

Сьогодні застосовуються також геофізичні методи розігріву пласта, засновані на високочастотних електромагнітних коливаннях (за принципом НВЧ-печі), що створюються безпосередньо під землею.

17.3. Сланцева нафта

До нафтових сланців (*англ. – petroliferous shales, oil shales, bituminous shales*) часто відносять два різних типи гірських порід, з яких в різний спосіб можна одержати нафтопродукти або нафту. Перший тип – це *горючі сланці*, другий тип – *нафтонасичені сланці*.



Рисунок 17.5 – Сланцева нафта

Горючі сланці – це осадові гірські породи глинистого, карбонатно-глинистого або карбонатноглинисто-кременистого складу пелітоморфної структури, що містять 10–50 % органічної речовини (в основному керогену). Як правило, це рештки найпростіших водоростей. Високий вміст органічної речовини обумовлює здатність сланців горіти.

Розроблення горючих сланців зазвичай відбувається на поверхні землі з подальшим переробленням керогену на збагачувальних фабриках. Деякі технології передбачають підземний видобуток, що полягає в нагріванні сланців під землею та відбиранні утвореної рідини через свердловини.

Горючі сланці використовували ще у стародавні часи.

У 1694 році в Шотландії почалося промислове використання горючих сланців, там було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила.

У 1771 році почали досліджувати естонські горючі сланці.

У 1832 році у Франції розроблено ефективну технологію отримання сланцевого освітлювального мастила.

У 1837 році у Франції на рудниках Аутум (Autun) розпочалося промислове видобування горючого сланцю за участі Шотландії та Німеччини.

Значного розвитку сланцева промисловість досягла в ХІХ ст. у Великій Британії.

Сланцева промисловість активно розвивалася перед Першою світовою війною. У 1918 році на території Естонії почався промисловий видобуток горючих сланців для постачання Петроградського промислового району Росії. У 1924 році у Талліні стала до ладу перша теплова електростанція (ТЕС), яка працювала на горючому сланці. Проте в подальшому традиційна нафта створювала конкурентні труднощі для сланцевої промисловості. Її розвиток відбувався лише у Естонії, Росії й Китаї.

Початковою точкою відліку в розвитку сланцевої промисловості можна вважати 1918 рік (часи СРСР), коли було прийнято постанову про видобування й переробку горючих сланців, організовано систематичне вивчення, розвідку і промислову розробку їх запасів.

Після Другої світової війни газ, одержаний з горючих сланців Прибалтійських родовищ, використовувався в Ленінграді і містах Північної Естонії.

Активно сланцева промисловість розвивалася в 1960 – 1990 роках в СРСР на родовищах Прибалтійського (Естонське,

Ленінградське родовища) та Волзького (Кашпирське, Общесиртовське родовища) сланцевих басейнів. Сланець видобувався і потім перероблявся.

Світова енергетична криза 1973 року тимчасово поживила цікавість до горючих сланців. У 1974 році в СРСР в експлуатації знаходилося 10 шахт і 4 розрізи. На розрізах застосовувалася безтранспортна система розкривання покладів горючих сланців із використанням потужних екскаваторів. Найбільші шахти мали фабрики, що збагачували видобутий сланець мокрою відсадкою і у важких середовищах. Сланці використовувалися для енергетичних і технологічних цілей. На сланцевому паливі в кінці ХХ ст. працювали всі електростанції Естонії, ТЕЦ у м. Сланці і в м. Сизрані (Росія). У Естонії, Ленінградській і Куйбишевській областях Росії діяли сланцепереробні комбінати, які виробляли паливне мастило, побутовий газ, бензин та ін.

Світовий видобуток горючих сланців досяг піку в 1980 році і становив 47 млн. т, із них більше 70 % в Естонії (решта в Росії, Китаї, Бразилії, Австралії).

Піковий рівень в СРСР у видобутку сягав 36 млн. тонн пального зі сланцю на рік. Значна частина видобутку припадала на Естонію. Видобуток і переробка горючого сланцю в Естонії продовжується й по нині.

З середини 1990-х років, а ще активніше з 2005 року у світі спостерігається зростаючий інтерес до горючих сланців як енергетичної сировини. У 2008 році сланцева промисловість існує в Бразилії, Китаї, Естонії, Німеччині, Ізраїлі, Російській Федерації (РФ).

Сучасна сланцева індустрія включає одержання з горючих сланців синтетичного рідкого палива і мастил, використання сланцю як палива для ТЕС, для виготовлення будівельних матеріалів та ін. У 2005 році Естонія була лідером із виробництва рідких палив зі сланцю (70 % світового виробництва).

У 2006 році близько 11 млн. т горючих сланців спалювалося на електростанціях, а 3 млн. т використовувалося в сланцехімічній промисловості, де вироблялося 0,3 млн. т мастила.

В Україні передбачається почати переробку Бовтиського родовища горючих сланців спільно з Естонією.

Загальні потенційні ресурси горючих сланців у світі становлять близько 410 млрд. т (2,8 – 3,3 млрд. барелів сланцевої смоли). Найбільше в світі родовище горючих сланців Грін-Рівер в США утворилось шляхом накопичення органічної речовини у засолонених

еоценових озерах Уїнта та Госюїт (штати Колорадо, Юта, Вайомінг). Загальна товщина горючих сланців в центральній частині басейна Грін-Рівер сягає 600 м. Мінеральна частина сланців Грін-Рівер складає 86,2 %, вміст органічної речовини – 13 %. Склад органічних компонентів для різних пластів горючих сланців цієї потужної серії змінюється. Вихід «сланцевої нафти» становить в середньому 102 л/т. Загальні запаси сланців складають не менше 318 млрд. т.

Великі поклади горючих сланців наявні в РФ (35,5 млрд. т). Це Оленекське родовище в Якутії (кембрій), родовище в Ленінградській області (силур-ордовік), Приволзьке родовище (юра). Значні ресурси горючих сланців виявлено також в ДР Конго (14,3 млрд. т), Бразилії (11,7 млрд. т), Італії (10,4 млрд. т), дещо менші – в Марокко, Йорданії, Австралії, Естонії, Китаї, Великій Британії, Канаді та інших країнах.

Попри великі ресурси, розроблення горючих сланців здійснюють у небагатьох країнах, головним чином в Естонії (кукерсити ордовіку), Бразилії (сланці пермської формації іраті) та Китаї. Із них щорічно виробляють близько 1 млн. т нафтохімічних продуктів, у тому числі в Китаї – 375 тис. т, в Естонії – 355 тис. т, у Бразилії – 200 тис. т. В Бразилії велике родовище горючих сланців виявлено в світі іраті пермської системи. Воно представлене двома пластами товщиною 6,4 та 3,2 м, розвинутими на великій площі. Прошарок між пластами горючих сланців містить нафту. Горючі сланці світи іраті складаються на 60–70 % з глинистих мінералів і на 1–8 % з карбонатів і силікатів. Вміст органічної речовини 20–30 %. Органічна речовина характеризується високим вмістом водню (11,4 %). Показник вилучення нафти при нагріванні – 79 л/т. Вважають, що органічна речовина сланців іраті відкладалась у внутрішньоконтинентальному слабо солоному морському басейні.

В Естонії розробляються кукерсити середнього ордовіку. Вони утворюють прошарки товщиною 0,05–0,5 м, розділені мергелями і вапняками. Загальна товщина прошарків у пачці до 2,5 м. Кукерсити відзначаються високим вмістом органічної речовини (від 20 до 66 % від маси породи) і значною долею в ній водню (близько 10 %), що обумовлює високий вихід «сланцевої нафти» – більше ніж 220 л/т. В Естонії видобуток сланців проводиться з 1919 року, а переробка – з 1924 року, і це є важливою галуззю національної економіки. У 2009 році введено в експлуатацію новий завод сланцевого масла в Кохтла-Ярве. Плануються роботи з розширення переробки сланців.

Незначні в цілому масштаби видобування цієї сировини у світі пояснюється тим, що видобуток і збагачення горючих сланців до

сирої нафти вимагає великих за масштабом гірничих робіт: із 1 т сланцю одержують від 0,5 до 2 барелів нафти, при цьому залишається понад 700 кг порожньої породи (обсяг якої перевищує обсяг вихідних сланців) і відбувається забруднення довкілля важкими металами (ртуттю, кадмієм, свинцем), які містяться в сланцях.

Технології збагачення горючих сланців полягають у піролізі, гідрогенізації або термічному обробленні керогену.

Така нафта за своїми властивостями (густина, в'язкість) значно відрізняється від легкої традиційної нафти. Для високов'язкої сланцевої смоли з горючих сланців, що вимагає додаткової обробки для перетворення її в нафту, застосовують термін *Shale oil* (сланцева нафта).

Щоб прискорити процес перетворення керогену в нафту, його термічно обробляють. При термічній обробці кероген розкладається на складові. Технологія видобування такої нафти досить затратна.

На тепер є технологія, за якою видобування сланцевої нафти відбувається на поверхні землі (процес лат. *ex situ*). Спочатку видобувають горючий сланець, який потім відправляють на переробні фабрики. Інші технології видобування сланцевої нафти передбачають нагрівання сланців під землею і відбирання нафти через свердловини (процес лат. *in situ*).

Економічна ефективність розроблення горючих сланців істотно залежить від вартості використаної в процесі видобутку енергії. У середньому собівартість отримання 1 т сланцевої смоли становить 220–280 американських доларів, але в разі комплексного використання всіх продуктів переробки (газу, мінеральної частини) позитивний економічний ефект може бути більшим.

Нафтонасичені сланці – це нафта, що складається з легких фракцій, яка має властивості звичайної нафти, але міститься в щільних низькопроникних низькопористих глинисто-алевритових осадових гірських породах-колекторах. У світовій практиці такі породи часто називають сланцями (*shales*). У США нафта, видобута з таких порід, має назву *light tight oil – LTO – tight oil – tight shale oil*. Синоніми – *нафта щільних порід, малопроникна нафта*. Про запаси цієї нафти було відомо давно, але її видобуток довгий час вважався нерентабельним. За складом сланцева нафта не відрізняється від традиційної. Відмінність полягає у властивостях осадових порід, в яких вона залягає.

Сланцева нафта міститься в порах пластів, які характеризуються низькою проникністю, тому нафта не може вільно пересуватися

всередині пласта. Внаслідок цього приплив нафти до свердловини практично відсутній. Крім того, продуктивні пласти щільних низькопроникних колекторів мають товщину від десяти до 100 метрів на глибині від 1 тис. до 5 тис. метрів і можуть розташовуватися як горизонтально, так і похило. Це зменшує площу зіткнення вертикальної свердловини з таким пластом і зменшує ефективність видобутку. Оскільки сланцева нафта видобувається із порід, пори яких занадто дрібні, тому для її вилучення необхідно в породі створити додаткові тріщини.

Технологія видобутку сланцевої нафти мало чим відрізняється від технології видобування сланцевого газу (*Tight gas*). Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну ділянку експлуатаційної колони розташовують дещо глибше за рівень, де залягають важчі конденсат і нафта. Щоб нафта могла фільтруватись у привибійну зону свердловини, у горизонтальній її ділянці проводять гідророзриви продуктивного пласта (рис. 17.6).

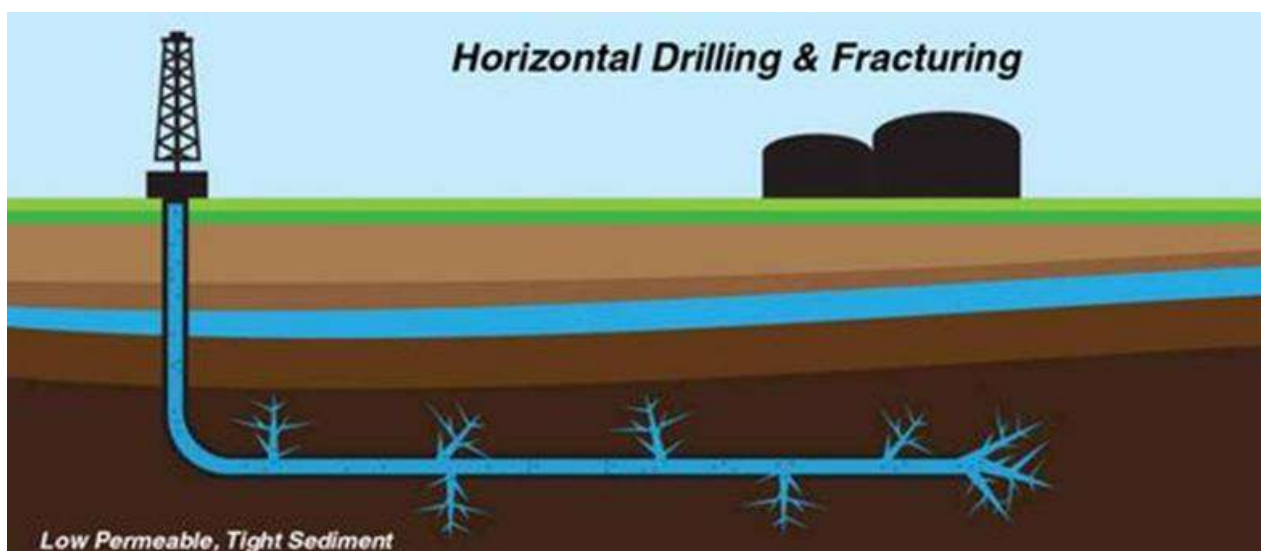


Рисунок 17.6 – Горизонтальне буріння і гідророзрив продуктивного сланцевого

Найдавніший опис розроблення сланців датований X ст. Перший патент на видобуток і переробку сланців був виданий у Великій Британії в 1684 році. Найбільшого поширення розроблення горючих сланців набуло в XIX ст., однак після відкриття великих запасів традиційної більш дешевої нафти в середині XX ст. воно скоротилося до мінімуму. На початку XXI ст., через високі світові ціни на нафту, сланцева нафта знову привернула увагу промисловиків. Почали з'являтися нові технології її видобутку.

Джордж Мітчел, власник компанії «Мітчел Енерджі» запропонував відносно прості способи видобутку сланцевої нафти, що підвищило рентабельність її видобутку.

За даними журналу Time від 9 квітня 2012 року (дані EIA і OPEC) світові запаси сланцевої нафти становлять 300 млрд. барелів. Для порівняння – загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд. барелів.

У США до 2013 року виявлено близько 20 формацій сланцевої нафти. Основні її запаси зосереджені на півдні Техасу (Ігл Форд), у районі Скелястих гір, на західному узбережжі, а також на північному сході США. Великі запаси цієї нафти знаходяться у східній частині Канади.

Перспективними формаціями сланцевої нафти у США є Bakken Shale, Niobrara Formation, Barnett Shale і Eagle Ford Shale, в Сирії – R'Mah, в північній частині Перської затоки – утворення Саргелу, в Омані – утворення Атели, в Австралії – басейн Аркарінга, у Мексиці – утворення Chiconteres і нафтове поле Vaca Muerta в Аргентині.

Активний розвиток індустрії сланцевої нафти в США відбувається кілька останніх років, особливо, починаючи з 2010 року. Ще в 2007 році складно було уявити комерційно вигідний видобуток нафти на сланцевих родовищах. Проте до початку 2015 року обсяг видобутої сланцевої нафти в США практично зрівнявся з обсягом традиційно видобутої нафти і становив понад 4,5 млн. барелів на день. Видобуток переважно ведеться на трьох формаціях: Bakken на півночі США, Eagle Ford і Permian на півдні. У кожному регіоні одночасно розробляються сотні ділянок, кожна з яких має унікальні характеристики.

Пористість і проникність пласта, його товщина і глибина залягання, а також склад гірських порід, розташованих над пластом сланцю, можуть істотно відрізнятися навіть на сусідніх ділянках.

Слід відзначити, що видобування сланцевої нафти стало комерційно вигідним завдяки технологіям горизонтального буріння і гідравлічного розриву пласта (*англ. fracking*). При цьому свердловина пробурюється вертикально вниз до глибини залягання пласта сланцю і повертає горизонтально або під нахилом, залежно від розташування геологічних порід. На сьогодні найпоширеніша технологія багатостовбурного горизонтального буріння, при якій одна вертикальна свердловина розгалужується на кілька (до 30) горизонтальних стовбурів. Цей метод буріння в багато разів збільшує площу зіткнення сланцевої породи зі свердловиною, проте внаслідок

низької проникності породи не дозволяє зібрати достатню кількість нафти. Для забезпечення припливу нафти до свердловини в породі створюється мережа тріщин за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). Сьогодні поширене застосування багатоступінчастого гідророзриву пласта.

Ці технології були відомі ще в 50-х роках ХХ ст. Однак масштабне тестування і вдосконалення технологій почалося в 1970 роки в США при спробах незалежних компаній видобувати газ, який міститься в пластах щільних осадових порід. Майже через три десятиліття спроби увінчалися успіхом і дали початок безпрецедентного зростання видобутку сланцевого газу в 2007 – 2008 роках.

Видобуток нафти і газу зі сланцевих пластів здійснюється за допомогою аналогічних технологій. У зв'язку з тим, що в 2008 – 2009 роках ціна на газ стрімко знизилася, а ціна на нафту, після падіння в 2008 році, зросла, промисловики стали переходити на видобуток відносно дорогої нафти. Так, якщо в 2009 році лише 20 % бурових установок у США використовувалися для буріння на сланцеву нафту, то в 2012 році – вже 80 %. Це дало початок повномасштабному видобутку сланцевої нафти, яка стала відігравати істотну роль в нафтовидобутку США. Важливим є те, що США мають великий парк бурових установок – понад 60 % всіх установок світу, що дозволило швидко наростити кількість свердловин.

Технології видобутку сланцевої нафти постійно вдосконалюються, але за обсягами видобутку з кожної окремої свердловини сланцева нафта поступається видобутку традиційної нафти. Уже в перший рік після гідророзриву обсяг вилученої з пласта сланцевої нафти падає більше ніж у два рази, а через п'ять років свердловину закривають через низький дебіт, при якому видобуток нафти нерентабельний. При видобутку нафти з традиційних родовищ протягом року дебіт у середньому падає лише на 7 %, а загальний обсяг видобувної нафти в рази вищий.

Сланцева нафта також поступається традиційній нафті за собівартістю видобутку, оскільки видобуток обох видів сланцевої нафти дуже трудозатратний і дорогий. Як горизонтальне буріння, так і застосування гідророзриву пластів у кілька разів збільшують вартість буріння окремої свердловини, і чим глибше залягає пласт сланцю та нижча його проникність, тим дорожче обходиться застосування цих технологій. Крім того, такий видобуток на сьогодні є великою

небезпекою для регіонів, оскільки метан і нафта потрапляють у ґрунтові води, а потім у водозабірні системи питної води.

На рисунку 17.7 наведено прогноз ОПЕК (2017 р.) видобутку нафти з низькопроникних порід по країнах Світу в 2010 – 2040 роках, за даними Секретаріату ОПЕК, у млн. бар. на добу.

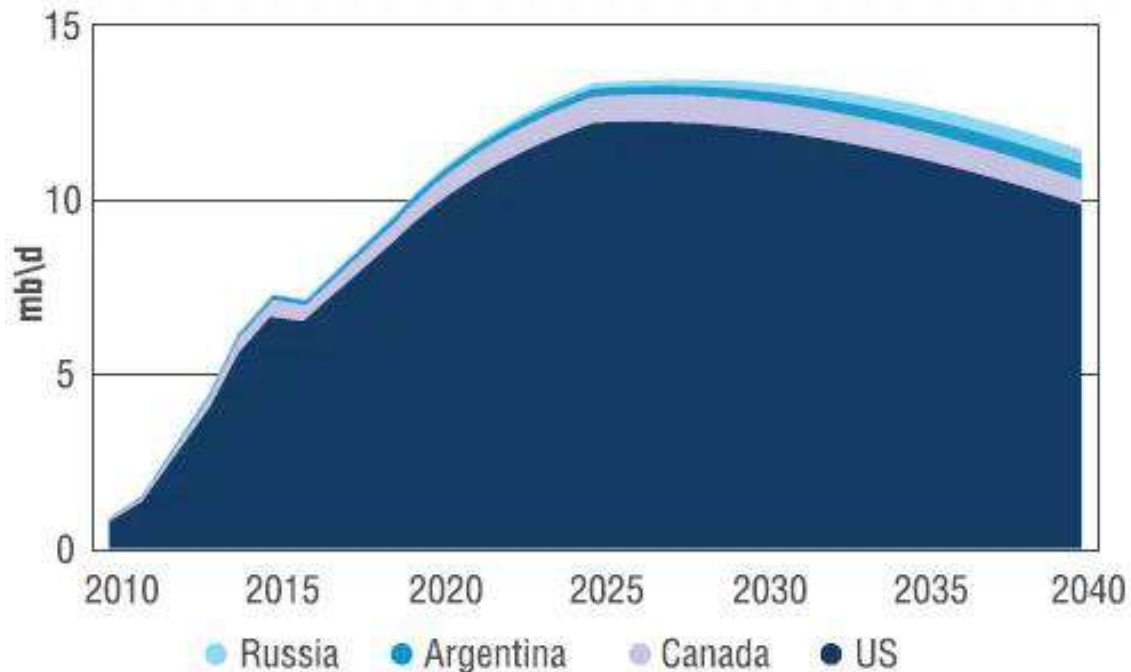


Рисунок 17.7 – Видобуток нафти з низькопроникних порід по країнах Світу в 2010 – 2040 роках, за даними Секретаріату ОПЕК, у млн. бар. на добу

17.4. Важка (високов'язка) нафта

Важка нафта – нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м^3 при $20 \text{ }^\circ\text{C}$). Характерна підвищеним вмістом асфальтено-смолистих речовин, переважанням у її складі циклічних вуглеводнів і низьким вмістом легкокиплячих фракцій. Часто має вуглеводневі сполуки, які містять сірку, кисень, азот, а також сполуки металів (переважно ванадію, нікелю, заліза, хрому). Температура кипіння такої нафти іноді перевищує $200 \text{ }^\circ\text{C}$. Важка нафта залягає в пісковиках, карбонатних або теригенних колекторах.

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. Підвищення нафтовилучення покладів аномально в'язких нафт досягається термічним впливом на пласт шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних

розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоко залягаючих покладів застосовують кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх підігрівають на проміжних перекачувальних станціях, а також у нафту вводять диспергатори парафіну.

За деякими оцінками дослідників, легка нафта скінчиться вже в першій половині цього століття. У країнах, що не входять в ОПЕК, вона скінчиться ще раніше – через 20 – 25 років. Але в цілому нафтові запаси ще далекі від виснаження. У надрах залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти.

Термін «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, які характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною $892,7 \text{ кг/м}^3$ й іранська нафта густиною $870,3 \text{ кг/м}^3$. У Канаді термін «важка нафта» вживається для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 934 кг/м^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 $870,3 \text{ кг/м}^3$;
- середні нафти з густиною $870,3 - 920,0 \text{ кг/м}^3$;
- важкі нафти з густиною $920,0 - 1000 \text{ кг/м}^3$;
- надважкі нафти з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості менше $10\,000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- природні бітуми з густиною більше 1000 кг/м^3 при в'язкості понад $10\,000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

За даними експертів, світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд. тонн. Коефіцієнт вилучення такої нафти при використанні первинних методів рідко сягає 10 %, тому ефективна розробка її можлива лише з використанням теплоти або гарячих реагентів, тобто термічними методами.

Спроби видобувати важку нафту сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це – нафтова шахта в Республіці Комі (РФ), де нафту добувають шахтним способом із глибини 220 м. Або експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° в Татарстані (РФ).

При такій технології одні свердловини нагнітають у нафтонасичений пласт пару температурою 200°C , інші, розташовані в пласті нижче, відкачують розігріту нафту на поверхню (рис. 17.8).



Рисунок 17.8 – Експериментальний видобуток важкої нафти свердловинами, що йдуть під землю під кутом 45° в Татарстані (РФ)

17.5. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-спрямованим бурінням

Початкові потенційні ресурси вуглеводнів в Україні оцінюються в 9,3 млрд. т умовного палива, зокрема нафти і газового конденсату – 1,6 млрд. т (17,6 %), вільного газу – 7,3 трлн. куб. м (77,8 %). На державному балансі станом на 2016 рік перебувало 296 родовищ, зокрема 67 нафтових, 10 газонафтових і нафтогазових, 51 нафтогазоконденсатне, 70 газових і 98 газоконденсатних, початкові розвідані запаси яких (категорій А + В + С₁) становлять 3,5 млрд. т умовного палива. При цьому початкові ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а частка накопиченого видобутку становить відповідно 27 і 26 %. Отже, близько трьох чвертей (6,8 млрд. т у. п.) потенційних ресурсів ще перебуває в надрах (три чверті – на суходолі, чверть – на шельфі Чорного та Азовського морів), причому 5,8 млрд. т із них є нерозвіданими⁸.

Маючи такі ресурси вуглеводнів, національна економіка не повинна відчувати їх нестачу. Проте технічні і технологічні можливості нафтогазового комплексу, закладені в радянський період,

⁸ Вітрик В. Г. Практика розробки виснажених нафтових родовищ України за допомогою технології направленої буріння / В.Г. Вітрик, А.В. Кондратьєва, М.Ю. Селінний, Р.Н. Галушка // Нафтогазова інженерія. – ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка, 2017. – Число 2. – С. 19 – 26.

на сьогодні майже повністю вичерпані. А понад те в кінці ХХ і на початку ХХІ ст. в Україні склалася ситуація, коли надрокористувачі не поспішають інвестувати в розвідку і пошуки вуглеводнів, передусім прагнучи експлуатувати запаси, підготовлені ще в кінці ХХ ст. Між тим, більшість із близько 250 українських родовищ, які станом на 2020 рік перебувають у промисловій експлуатації, є дуже малими, маючи початкові запаси до 1 млн. т нафти (88 % розвіданих) і до 1 млрд. куб. м газу (43 %). Понад 57 % запасів (всі 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 $A + B$, при тому що максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні в 1970-х для нафти з газовим конденсатом – 14,5 млн. т (у 1972 р.), було забезпечено завдяки десяти родовищам виснажених сьогодні на (90 – 98) %⁹.

Сьогодні питання підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, а також родовищ, які відносяться до категорій важкодоступних (некондиційні колектори тощо) є актуальнішим, порівняно з пошуками і освоєнням нових площ і нафтогазових родовищ.

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

Реалізація цієї задачі, в комплексі із застосуванням високоефективних технологій підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації припливу в діючих і відновленням законсервованих та недіючих свердловин, потребує буріння великої кількості нових свердловин для розкриття і збільшення площі дренажу продуктивних пластів, особливо за наявності слабкопроникних і літологічно неоднорідних колекторів.

При бурінні на експлуатаційний об'єкт, більш ефективним для розкриття продуктивного горизонту є буріння похило-скерованого

⁹ Рябцев Г. Л. Освоєння нетрадиційних вуглеводнів в Україні: шляхи використання соціально-економічних переваг : навч.-наук. видання / Г. Л. Рябцев, В. В. Тертичка, С. В. Сапегін, О. В. Берданова. – К., Псіхея, 2015. – 192 с.

стовбура із завершенням його горизонтальною ділянкою в продуктивному пласті. Ця технологія дозволяє збільшити площу контакту свердловина–продуктивний пласт (площу дронування), що значно ефективніше за вилучення вуглеводнів при розкритті пласта вертикальним стовбуром. Важливим чинником при застосування цієї технології є також скорочення загальної кількості свердловин на родовищі за рахунок збільшення площі контакту свердловина–продуктивний пласт в горизонтальному стовбурі.

Застосування горизонтальних свердловин (ГС) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС) є ефективною технологією розробки нафтових і газових родовищ які відносяться до категорій важкодоступних (некондиційні колектори тощо) і підвищення нафтовіддачі та інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, які перебувають на пізній стадії експлуатації.

Перевага свердловин із горизонтальним стовбуром:

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

- активне дронування покладу забезпечується меншою кількістю свердловин;

- потенційний дебіт у свердловині із 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 споруджуванням і експлуатацією свердловин, що позитивно впливає на збереження довкілля;

- підвищується коефіцієнт нафтовіддачі.

При застосуванні кущового буріння, крім забезпечення умов найефективнішої розробки за рахунок максимального ущільнення сітки експлуатаційних свердловин на родовищі, уможлиблюється скорочення будівельно-монтажних робіт, зменшення обсягів допоміжних робіт, спрощення автоматизації процесу видобутку і обслуговування експлуатаційного обладнання та скорочення обсягів перевезень і витрат на облаштування нафтогазового промислу. До того ж скорочення кількості бурових майданчиків автоматично призводить до зменшення протяжності доріг і технологічних коридорів для їх забезпечення.

Перевага надається кущовому бурінню на старих майданчиках, де є пробурені свердловини, зокрема й експлуатаційні. Спорудження нових свердловин чи буріння бічних стовбурів в уже пробурених свердловинах, на таких майданчиках дозволяє одержати економію за рахунок раніше відведених земель, розміщеного експлуатаційного обладнання і трубопровідної системи.

Крім того накопичений геолого-геофізичний і промисловий матеріал при розробці старої ділянки нафтогазового покладу дозволяє ефективніше планувати схему дренажу покладу і проектувати траєкторію профілю похило-скерованих та горизонтальних стовбурів свердловин.

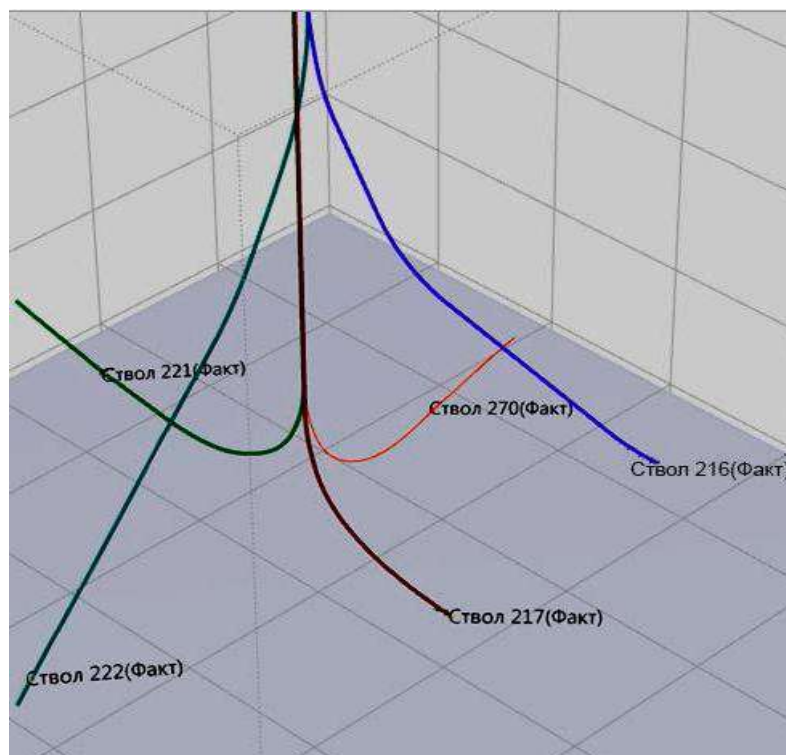


Рисунок 17.9 – Схема розташування похило-скерованих і горизонтальних свердловин на кущовому майданчику Прилуцького нафтогазовидобувного району

Описана технологія пройшла випробування і успішно впроваджується фахівцями компанії НТП «Бурова техніка» на кущових майданчиках одного з родовищ Прилуцького нафтогазовидобувного району. На нафтовому родовищі успішно реалізовано проекти із буріння 32 свердловин з горизонтальними стовбурами із впровадженням розробленої технології і схеми розміщення нових експлуатаційних свердловин. На рисунку 17.9 показані траєкторії пробурених свердловин із одного кущового майданчика.

На карті (рис. 17.10) показані кушові майданчики свердловин, якими розбурено нафтонасичений піщано-карбонатний колектор «долареніт», товщиною від 3 до 5 метрів (забалансові запаси).

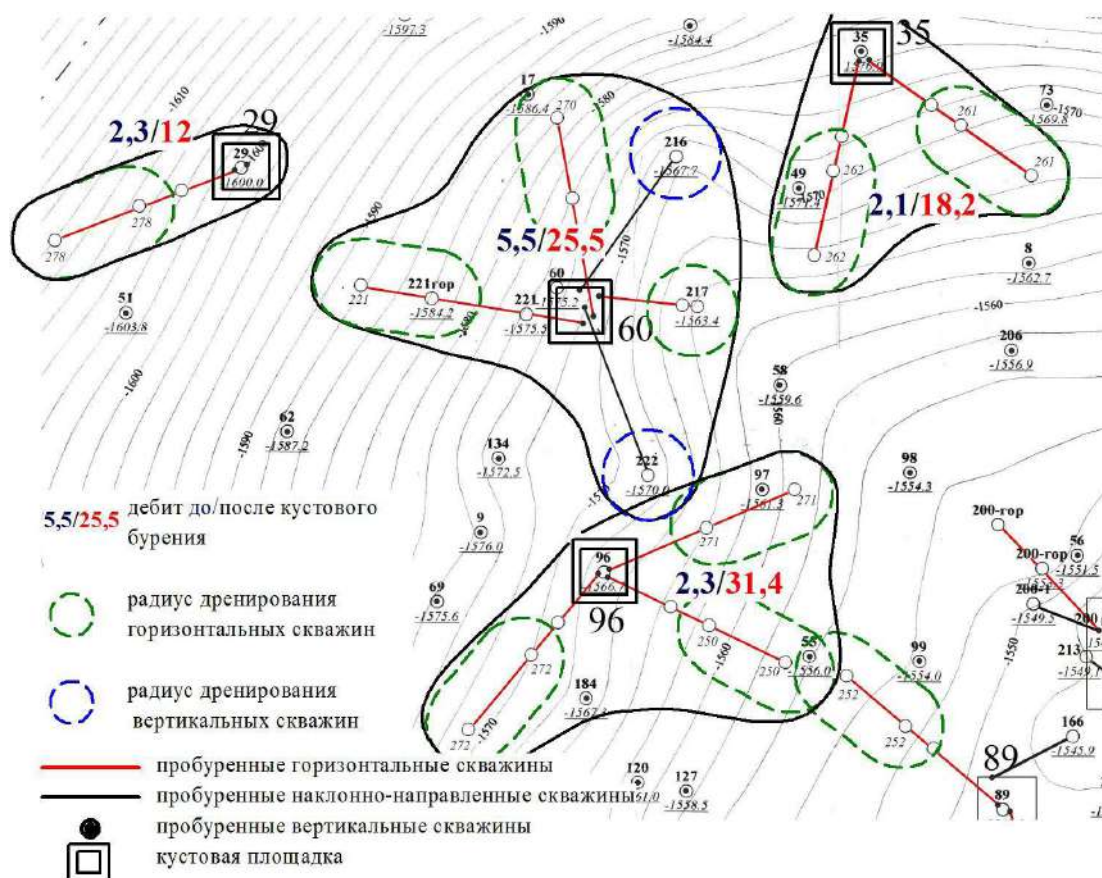


Рисунок 17.10 – Схема розміщення свердловин із горизонтальними стовбурами на кушових майданчиках нафтового родовища в Чернігівській області

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

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

Успішному впровадженню нової технології сприяє використання комплексу сучасного вискоєфективного обладнання для похило-скерованого і горизонтального буріння¹⁰. Це гвинтові вибійні двигуни

¹⁰ Докладніше про техніку і технології горизонтального буріння: Ткаченко М. В., Аналіз технологій і технічних засобів будівництва горизонтальних свердловин для вилучення важковидобувних і виснажених запасів нафти та газу / М. В. Ткаченко,

з регульованим кутом перекоосу осей відхилювача і збільшеним крутним моментом, гідравлічні яси канадської компанії «Wenzel», телеметричні системи канадської компанії «DrillTeck» із гідравлічним каналом зв'язку і гамма датчиком, 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 коригувати профіль свердловини відповідно до фактичних даних, отриманих у процесі буріння.

Контрольні питання

- 1. Що розуміють під нетрадиційною нафтою?*
- 2. Що розуміють під бітумізованими пісками?*
- 3. Яку нафту називають сланцевою?*
- 4. Описати види сланцевої нафти?*
- 5. Яку технологію використовують при видобуванні сланцевої нафти?*
- 6. Яку природну речовину називають керогеном?*
- 7. Що розуміють під важкою нафтою?*
- 8. Що розуміють під важкодоступними нафтами?*

18. ОСОБЛИВОСТІ МОРСЬКОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Морський видобуток нафти і газу, за прогнозами фахівців, із часом стане переважати, а потім зовсім витіснить видобуток цих вуглеводнів на суші.

Нафта в морі видобувається головним чином із використанням дорогих і трудомістких технологій та складних технічних споруд – нафтових платформ (морських стаціонарних, напівзанурних і самопідіймальних плавучих платформ).

18.1. Особливості морського нафтовидобутку

Поступове виснаження запасів вуглеводнів на традиційних родовищах, розташованих на суші, з одного боку, і наявність на морських та океанських шельфах величезних запасів цих енергоресурсів, з іншого, призвели до того, що провідні нафтовидобувні компанії світу посилили роботу з освоєння морських промислів.

Першим і головним поштовхом до розвитку цього сегменту нафтовидобутку послужило запроваджене країнами ОПЕК у період арабо-ізраїльського конфлікту (у 1970-тих роках) нафтове ембарго на постачання нафти західним країнам. Таке обмеження змусило американські та європейські нафтові компанії шукати альтернативні джерела нафтової сировини. Крім того, освоєння шельфу почало вестися активніше з появою нових технологій, які вже на той час дозволяли проводити морське буріння на великих глибинах.

Переважна більшість фахівців сходяться на думці, що передбачувані запаси вуглеводневої сировини, розташовані в осадових породах морського і океанського дна, становлять 70 % від усіх запасів цих корисних копалин на планеті, що в кількісному вираженні складає кілька сотень мільярдів тонн. З усієї цієї кількості близько 60 % покладів розташовані на шельфових ділянках.

На тепер із чотирьохсот розвіданих світових нафтогазоносних басейнів 50 % розташовані не тільки на суші, але також захоплюють шельфи довколишніх морів та океанів. На сьогодні активні розробки у світовому океані охоплюють приблизно 350 морських нафтових родовищ, розкиданих по всій земній кулі. Всі ці родовища відносяться до шельфових, а більшість видобутку ведеться на глибинах, які не перевищують 200 метрів.

Сучасний розвиток видобувних технологій робить розробку морських нафтових і газових покладів дуже витратною та технічно складною справою. Крім того, такий видобуток пов'язаний із

високими ризиками, обумовленими зовнішніми несприятливими чинниками.

Ефективній і спокійній роботі морських нафтових платформ часто заважають висока сейсмічність, наявність у північних широтах айсбергів і льодових полів, що дрейфують, сильні підводні течії, великі глибини, а також природні катаклізми – смерчі, урагани, підводні землетруси і цунамі.

Крім наведених несприятливих чинників, бурхливому зростанню об'ємів морського нафтовидобутку перешкоджає велика капіталомісткість облаштування таких промислів (дороговизна обладнання, складність і висока вартість платформ тощо). Крім того, суми експлуатаційних витрат постійно зростають у міру збільшення глибини видобутку, при якій підвищується міцність і товщина розбурюваних порід.

Також на капіталомісткість впливає віддаленість промислу від берега та складні донні рельєфи на ділянках від берега до місця видобутку, якими прокладаються трубопроводи. Багато коштів вкладається у забезпечення безпечної роботи платформ і запобігання витоку у води океану сировини, що видобувається.

Щоб оцінити розміри необхідних капітальних вкладень, наведемо деякі цифри:

- вартість тільки самої бурової платформи для експлуатації на глибині до 45 метрів починається від 2-х мільйонів доларів США;

- обладнання, яке може працювати на глибинах до 320 метрів, обійдеться видобувній компанії вже в 30 мільйонів доларів;

- середня вартість облаштування експлуатаційної основи для глибоководного нафтовидобутку в акваторії Мексиканської затоки становить 113 мільйонів доларів США.

Далі йдуть експлуатаційні витрати. Так, експлуатація нафтової пересувної платформи на глибині п'ятнадцяти метрів коштує 16 тисяч доларів США на добу. При підвищенні глибини до сорока метрів ця сума зростає до 21 тисячі. Якщо використовується платформа самохідного типу, то її експлуатація на глибині від 30 до 180 метрів обходиться в 1,5 – 7 мільйонів доларів (залежно від глибини).

Такі високі початкові та експлуатаційні витрати на розробку морських родовищ виправдані лише в тих випадках, коли запаси таких родовищ мають великі або величезні об'єми.

Також необхідно враховувати те, що витратність нафтовидобутку безпосередньо залежить від географічного розташування таких родовищ.

Наприклад, середня вартість робіт, пов'язаних із розвідкою родовища в акваторії Перської затоки, становить близько 4 мільйонів доларів, на шельфі Індонезії ця сума становить 5 мільйонів, а в акваторії Північного моря ці витрати зростають до 11 мільйонів доларів США.

Крім того, ліцензії на розробку морських родовищ теж коштують зовсім недешево – майже вдвічі дорожче за ліцензію на розробку сухопутного промислу.

18.2. Нафтові платформи, їх різновиди та особливості

Найдавніші свідчення про видобуток нафти з морського дна походять з Азербайджану і датовані 1803 роком, коли підприємець з Баку Гаджи Касумбек Мансурбеков спорудив на дні Бібі-Ейбатської бухти два колодязі на відстані 18 і 30 м від берега, обсадивши їх дерев'яними цямринами. Колодязі успішно експлуатувалися до 1825 року, коли були зруйновані штормом.

Перші науково-технологічні обґрунтування та конструкторські рішення сучасних стаціонарних бурових платформ для морського нафтовидобування були розроблені і запатентовані (патент США № 89 794) інженером з Нью Йорка Томасом Роуландсом у 1869 році. Розроблена установка «Rock Drill» була призначена для буріння на мілководді – до 50 футів, а її зовнішній вигляд – з чотирма телескопічними ногами, що стоять на дні моря – нагадував сучасну стаціонарну бурову установку. Платформу обслуговували тендерним судном. Беручи до уваги реалії освоєння морських родовищ, зазначимо, що винахід Роуландса випередив час приблизно на півсторіччя.

У США датою початку американського морського нафтовидобутку є 1896-й рік, а його засновником був каліфорнійський нафтовий підприємець Вільямс, який вже в ті роки бурив свердловини, використовуючи збудований ним власноруч насип.

Приблизно в 1891 році перші занурені нафтові свердловини були пробурені з платформ, побудованих на палях у прісних водах Гранд-Лейк-Сент-Меріс в Огайо.

Близько 1896 року перші занурені нафтові свердловини в солоній воді були пробурені на ділянці родовища Саммерленд, що простягається під каналом Санта-Барбара в Каліфорнії. Свердловини були пробурені зі пірсів, що виходять із суші в канал.

Сьогодні основний видобуток нафти з родовищ, розташованих у Світовому океані, проводиться за допомогою спеціальних технологічних споруд, що називаються нафтовими платформами.

Це складні та дорогі інженерні комплекси, які дозволяють проводити як буріння, так і видобуток вуглеводнів із гірських порід морського дна.



Рисунок 18.1 – Офшорна морська бурова платформа

Першою нафтовою платформою, яка була використана в прибережних морських водах, була платформа, запущена в 1938 році поблизу узбережжя штату Луїзіана (США).

Перша в світі морська видобувна платформа на металевих естакадах називалась «Нафтові камені». Її ввели в експлуатацію у 1949-му році на азербайджанському шельфі Каспійського моря на відстані 42 кілометри від Апшеронського півострова.

Початок розробки шельфу Північного моря було покладено в момент відкриття біля голландського узбережжя газового родовища під назвою Гронінген (1959 рік).

Найбільшою нафтовою платформою у світі є розміщена в Північному морі норвезька платформа під назвою "Троль-А" (рис. 18.2). Її висота 472 метри, а загальна маса – 656 тисяч тонн.



Рисунок 18.2 – Найбільша у світі морська бурова платформа Troll

З появою плавучих бурових платформ виникла потреба обслуговування їх підводного устаткування. У зв'язку з цим стало активно розвиватись глибоководне водолазне обладнання.

Сучасні нафтовидобувні морські платформи бувають наступних типів (рис. 18.3):

- стаціонарного;
- вільно закріпленого;
- напівзануреного (підтипи розвідувальний, буровий, видобувний);
- самопідйомного бурового;
- з розтягнутими опорами;
- плавучі нафтосховища.

Різні типи таких платформ можуть як належати до якогось конкретного виду, так і бути комбінованими.

Вибір конкретного типу морської платформи проводиться з урахуванням конкретних завдань, виконання яких вона має забезпечувати, а також із урахуванням особливостей конкретного родовища. Тому говорити про існування будь-яких типових платформ, виробництво яких можна було б поставити на потік, не може йти мова.

Конструкція нафтової платформи передбачає чотири основні елементи:

1. корпус;
2. палуба;
3. система якорів;
4. бурова вежа.

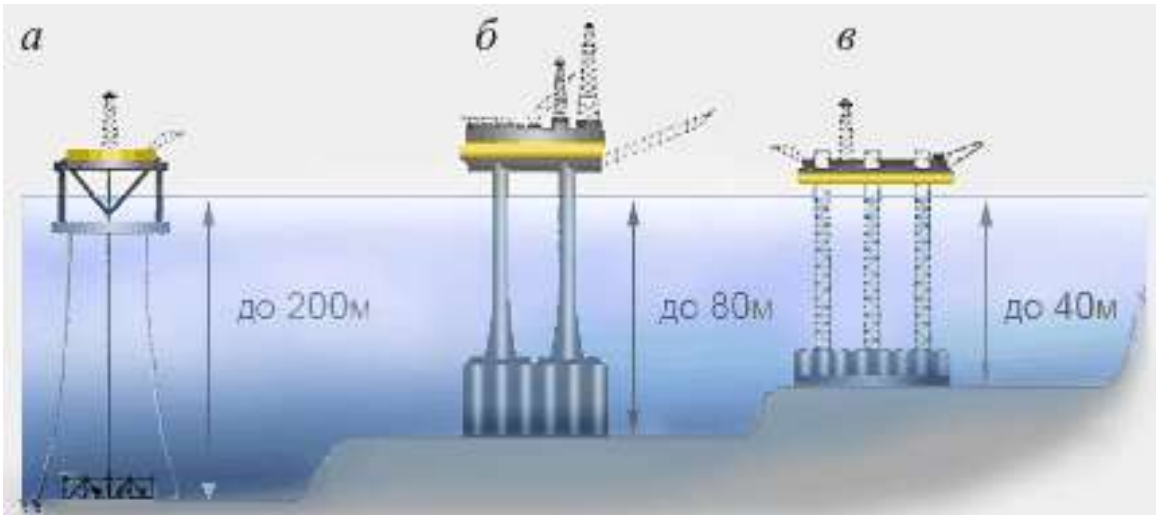


Рисунок 18.3 – Типи нафтовидобувних морських платформ

а – напівзанурювальна платформа; *б* – плавуча платформа; *в* – стаціонарна платформа

Корпус може бути трикутним або чотирикутним понтоном, який спирається на колони (від трьох до шести). На плаву вся конструкція тримається завдяки тому, що сам понтон наповнений повітрям.

Палуба призначена для розміщення бурильних труб, підйомних кранів і механізмів, а також гелікоптерного майданчика.

Бурова вежа призначена для опускання бурового інструменту на морське дно та його підйому при виникненні такої необхідності.

Якірна система утримує увесь технологічний комплекс на місці. Вона складається з дев'яти лебідок, розташованих на бортах платформи, системи сталевих тросів і якорів, що кріпляться до них. Вага одного якоря може досягати 13 тонн.

Стабілізацію сучасних нафтових платформ у заданому місці в даний час забезпечують не тільки палі та якорі, але й застосування передових технологій позиціонування. Платформа може залишатися заякореною в одній точці протягом кількох років, і весь цей час вона повинна витримувати мінливі морські погодні умови.

Роботу бура, що руйнує донні породи, контролюють спеціальні підводні роботи. Бур збирається з окремих сталевих трубних секцій (свічок), довжина кожної з яких – 28 метрів. Сучасні бури мають

широкий спектр можливостей. Наприклад, бур, що використовується на платформі EVA-4000, може складатися з трьохсот трубних секцій, що дозволяє проводити буріння на глибину до 9,5 кілометрів.

Будівництво бурової платформи полягає в доставці на місце передбачуваного видобутку та подальшого затоплення основи плавучої конструкції. На цьому своєрідному «фундаменті» потім надбудовують решту необхідних компонентів.

Спочатку такі платформи виготовлялися за допомогою зварювання гратчастих веж, що мають форму усіченої піраміди, з металевих труб і профілів, які потім намертво прибивали палями до морського або океанського дна. На таких конструкціях згодом встановлювалось необхідне бурове або експлуатаційне обладнання.

Коли виникла потреба розробки родовищ, розташованих у північних широтах, були потрібні кригостійкі платформи. Це призвело до розробки проєктів спорудження кесонних основ, які фактично є штучними островами. Сам кесон заповнюють баластом, яким, зазвичай, є пісок. До дна моря така основа притискується під дією власної ваги, на яку діють сили гравітації.

Однак, згодом розміри морських плавучих споруд стали збільшуватися, що викликало необхідність переглянути особливості їх конструкцій. У зв'язку з цим розробниками американської компанії Kerr-McGee було створено проєкт плавучого об'єкта, що має форму навігаційної віхи. Сама конструкція є циліндром, нижня частина якого заповнена баластом.

Днище цього циліндра до морського дна кріпиться за допомогою спеціальних донних анкерів. Таке технічне рішення дало можливість будівництва досить надійних платформ гігантських розмірів, які використовуються для видобутку нафтової та газової сировини на надвеликих глибинах.

Варто сказати, що будь-яких принципових відмінностей між процесом вилучення вуглеводневої сировини та її подальшого відвантаження між видобувними свердловинами морського та сухопутного типу немає.

Наприклад, основні елементи стаціонарної морської платформи збігаються із основними елементами сухопутного промислу.

Головна особливість морської бурової або видобувної платформи – це насамперед автономність її роботи.

Щоб досягти такої автономності, морські платформи обладнують дуже потужними електричними генераторами, а також

опріснювачами морської води. Запаси на віддалених від берега платформах поновлюються за допомогою обслуговуючих суден.

Також застосування морського транспорту необхідне для доставки всієї конструкції до місця видобутку та при проведенні рятувальних і протипожежних заходів. Транспортування видобутої з морського дна сировини здійснюється за допомогою донних трубопроводів, а також за допомогою танкерного флоту або через плавучі нафтоховища.

18.3. Технології морського нафтогазовидобування

Якщо місце видобутку розташоване неподалік від узбережжя, сучасні технології передбачають буріння похило-спрямованих свердловин. За потреби цей технологічний процес передбачає застосування передових розробок, що дозволяють дистанційно керувати буровими процесами, чим забезпечується висока точність виконуваних робіт. Такі системи надають оператору можливість дистанційно керувати буровим устаткуванням навіть з відстані кількох кілометрів.

Глибини видобутку на морському шельфі, зазвичай, знаходяться в межах 200 метрів, у окремих випадках досягаючи значення 500 метрів. Використання тієї чи іншої бурової технології безпосередньо залежить від глибини залягання продуктивного шару та віддаленості місця видобутку від берега.

На ділянках мілководдя, зазвичай, зводять укріплені основи, що є штучними островами, на яких згодом монтується бурове обладнання. У деяких випадках на мілководді застосовується технологія, яка передбачає огороження ділянки видобутку системою дамб, що дає можливість отримати обгороджений котлован, із якого можна відкачати воду.

Коли від місця розробки до берега – сотня або більше кілометрів, без використання нафтової платформи вже ніяк не обійтись. Найпростішими за своєю конструкцією є платформи стаціонарного типу, проте їх можна застосовувати лише при глибині видобутку кілька десятків метрів, оскільки на такому мілководді є можливість закріпити стаціонарну конструкцію за допомогою паль або бетонних блоків.

Починаючи з глибин близько 80 метрів починається використання плавучих платформ, обладнаних опорами. На ділянках із великими глибинами (до 200 метрів) закріпити платформу вже стає

проблематично, тому в таких випадках використовуються платформи напівзанурювального типу.

На місці такі платформи утримуються за допомогою якірних систем і систем позиціонування, які є цілим комплексом підводних двигунів і якорів. Буріння на надвеликих глибинах здійснюється за допомогою спеціалізованих бурових суден.

При облаштуванні морських свердловин застосовується як одиночний, так і кущовий методи. Останніми роками стали практикувати застосування пересувних бурових основ. Сам процес морського буріння виконується за допомогою райзерів, які являють собою трубні колони великих діаметрів, що опускаються до дна.



Рисунок 18.4 – Комплекс морських видобувних платформ

Після того, як процес буріння закінчується, на дно ставиться багатотонний превентор, який є противикидною системою, а також гирлова арматура. Превентор використовується для швидкої герметизації нафтової свердловини при виникненні аварійних ситуацій (наприклад, якщо шторм вирує такої сили, що бурове судно на місці утримати не вдається). Висота превентора може досягати 18 метрів, а важити він може до 150 тонн.

Все це дає можливість запобігти витоку сировини з пробуреної свердловини у відкриті води. Крім того, обов'язково встановлюється та запускається контрольно-вимірювальне обладнання, яке слідкує за поточним станом свердловини. Підйом нафти на поверхню здійснюється за допомогою системи гнучких шлангів.

Контрольні питання

- 1. Яких типів бувають сучасні нафтовидобувні морські платформи?*
- 2. Які основні конструктивні елементи мають сучасні нафтові платформи?*
- 3. Яке призначення якірної системи нафтових платформ?*

КОРОТКИЙ ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Абсолютна (фізична) проникність – проникність гірської породи за умови заповнення в ній усього порового простору однорідною речовиною – рідиною або газом.

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 в 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.

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. Пов'язані переважно 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 по покладу (його частині) розбуреній 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 по покладу (його частині), розбуреній відповідно до затвердженої технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія С₁ – 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 С₂ – запаси покладу (його частини), наявність яких обгрунтовано даними геологічних і геофізичних досліджень.

Категорія С₃ – 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, стан його помітно змінитися не встигає.

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 і 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 і видобування нафти й газу з надр, заснована на законах збереження речовини, енергії і рівняннях стану.

Модель процесу розробки родовища – система кількісних уявлень про процес видобування нафти й 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), приведенного 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 в процесі розробки. Режимми 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.

Середній газовий фактор – технологічний показник розробки, який визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

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 в розчиненому стані.

Усадка нафти – у промисловій практиці так називається 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 та пропорційна градієнту тиску, проникності породи та зворотно пропорційна в'язкості рідини, яка фільтрується через породу. Швидкість Φ 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.

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

Блокове заводнення – block contour flooding

Бурильна головка – drilling head

Бурильна колона – drill pipe string, drill column

Буріння – drilling, boring

Бурова вежа – drilling rig, derrick

Бурове долото – drilling bit, bore bit

Бурова платформа – 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

Водорозподільна система – water distribution system

Водорозподільна система – 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 пласта – hydraulic fracturing, fracking

Горизонтальне буріння – directional drilling

Дебіт – 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)

Квазістаціонарний процес – 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

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 reservoir

Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio

Нафтогазова промисловість (галузь) – oil and gas industry,
petroleum industry

Нафтогазовий сепаратор – oil and gas separator

Нафтовидобування – 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

Підймальне устаткування – hoisting plant

Підтримування пластового тиску – maintenance of reservoir pressure, repressuring

Полімерне заводнення – polymer flooding

Потокометрія – flowmetry

Превентор – blowout preventer

Природний 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

Розробка нафтового родовища – 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

Роторно-керована система – Rotary Steerable System (RSS)

Сайклінг-процес – cycling process

Свердловина – well, drilling hole, borehole

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

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

Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення – physical and chemical methods of enhanced oil recovery

Швидкість обертання – rotary speed

Язик обводнення – lateral coning; water finger

ЛІТЕРАТУРА

1. Акульшин О. І. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навчальний посібник / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко, В. М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
2. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Львів: Новий Світ-2000, 2018. – 312 с.
4. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – К.: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. 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.
6. Булатов А. І. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : Монографія / А. І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р. С. Яремійчук. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
7. 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.
8. Вольченко Д.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи в мире: опыт и перспективы (часть I) / Д.А. Вольченко // Вестник Азербайджанской Инженерной Академии. – Баку, 2014. – 132 с.
9. Герасимов А. В. Технология и техника добычи природных углеводородов : Учеб. пособие / А. В. Герасимов, В. И. Павлюченко, В. В. Чеботарёв, Г. А. Шамаев. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 299 с.
10. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 351 с.
11. Кондрат Р. М. Нафтогазова галузь України: поступ і особливості. Видобування нафти і газу / Р. М. Кондрат, Л. М. Середницький. URL: <http://www.logos.biz.ua/proj/naftogaz/pdf/0031-0038.pdf>.
12. Коротя М. Етапи становлення нафтогазової промисловості в Україні / Мирослав Коротя // Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. – 2017. – С. 76 – 81.
13. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / укл. В. С. Білецький. – Донецьк: Донбас, 2004.

14. 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.
15. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : Учебник / И.Т. Мищенко. – Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
16. 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.
17. Нетрадиційна нафта. URL: <http://hydrogeology.univer.kharkov.ua/wp-content/uploads/2019/03/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86.%D0%9D%D0%B5%D1%82%D1%80.pdf>
18. Нетрадиционные углеводородные ресурсы – альтернатива или миф? URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/aktualno/620919-netraditsionnye-uglevodorodnye-resursy-alternativa-ili-mif/>
19. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. URL: <https://tegaz.ru/company/press/407/>
20. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ». – Полтава: Техсервіс, 2020. – 243 с.
21. Особенности морской добычи нефти и газа. URL: <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/morskaya-dobycha-nefti-i-gaza.html>
22. Подземный ремонт скважин. URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/59>
23. Поліник М. М. Колтюрінг в нафто газовидобуванні / М. М. Поліник, В. М. Ясюк, Р. С. Яремійчук. – Львів.: Центр Європи, 2014. – 342 с.
24. Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. Дослідження нафтових свердловин та пластів. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ:Факел, 2003. – 76 с.
25. Промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/332242-promyslovyu-sbor-i-podgotovka-nefti-gaza-i-vody/>
26. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1988. – 301 с.
27. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
28. Сбор и подготовка нефти, газа и воды на промысле. URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/245>
29. Становлення нафтопромислової промисловості Прикарпаття. Музей нафтопромислів Галичини. URL: <http://oilmuseum.org.ua>
30. Техника и технология проведения ПРС с применением гибких труб. URL: <https://works.doklad.ru/view/W61o7TMwgic/all.html>

31. Технологии повышения нефтеотдачи пластов. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331917-tekhnologii-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>
32. Українська нафтогазова енциклопедія / За загальною редакцією В. С. Іванишина. – Львів : Сполом, 2016. – 603 с.
33. 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.
34. Bradley. Petroleum Engineering Handbook. Richardson / Bradley, В. Howard. – Texas: Society of Petroleum Engineers. – 1987. – ISBN 1-55563-010-3.
35. Clegg Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering / Clegg, Joe Dunn. – Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers. – 2007. – p. 900. – ISBN 978-1-55563-118-5.
36. Marius Vassiliou. Historical Dictionary of the Petroleum Industry. 2nd Ed. / Vassiliou Marius. – Lanham, MD: Rowman & Littlefield, 2018. – 621 p.
37. Matthew Yeomans. Oil: Anatomy of an Industry / Matthew Yeomans. – New Press, 2004. – ISBN 1-56584-885-3.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

**Орловський Віталій Миколайович,
Білецький Володимир Стефанович,
Вітрик Віталій Григорович
Сіренко Володимир Іванович**

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

Відповідальний за випуск *В. С. Білецький*

Комп'ютерна верстка	<i>В. М. Орловський</i>
Редактор	<i>В. С. Білецький</i>
Дизайн обкладинки	<i>К. А. Краснощоків</i>

Підписано до друку 12.08.2022 р.
Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman.
Папір офсетний. Ум.-друк. арк. 24,2.
Обл.-вид. арк. 19,5.
Тираж 100 прим.

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