

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**В. М. Орловський, О. В. Бобловський, Я. Я. Якимечко**

**ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ**

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузь знань  
18 – Виробництво та технології зі спеціальності  
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків**  
**ХНУМГ ім. О. М. Бекетова**  
**2026**

УДК 622.24

**Орловський В. М.** Видобування нафти і газу : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузі знань 18 – Виробництво та технології зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / В. М. Орловський, О. В. Бобловський, Я. Я. Якимечко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 152 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,  
асист. О. В. Бобловський,  
канд. техн. наук, доц. Я. Я. Якимечко

Рецензент

**В. С. Білецький**, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату (Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»)

*Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 5 вересня 2025 року*

## ЗМІСТ

Вступ .....	4
1 Нафтогазова промисловість України. Етапи її становлення .....	6
2 Походження й умови утворення горючих копалин .....	17
3 Геологічні умови залягання нафти і газу .....	21
4 Типи порід-колекторів .....	27
5 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів .....	32
6 Вторинне розкриття продуктивних пластів.....	47
7 Виклик припливу при освоєнні свердловин .....	52
8 Фільтрація рідин та газів у породах-колекторах .....	59
9 Режим роботи продуктивних пластів .....	65
10 Фонтанний спосіб експлуатації свердловин .....	75
11 Газліфтна експлуатація свердловин.....	82
12 Насосні способи експлуатації свердловин .....	91
13 Методи видобутку газу і газового конденсату .....	111
14 Промислово-геофізичні та гідродинамічні дослідження свердловин .....	115
15 Методи впливу на при вибійну зону пласта .....	125
16 Боротьба з ускладненнями під час експлуатації нафтових і газових свердловин. Підземний ремонт свердловин .....	141
Список рекомендованих джерел .....	151

## ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX 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 згорання. 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 XIX 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-Хрещищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

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

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній 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 XX ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газоконденсатом було досягнуто 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд м<sup>3</sup>.

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 м<sup>3</sup>.

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 газоносну 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 м<sup>3</sup>.

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

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

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд м<sup>3</sup>.

У 2022 році видобуто 1,421 млн т нафти і газового конденсату та 18,5 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

Конспект лекцій «Видобування нафти і газу» дозволить бакалаврам під час самостійного опанування дисципліни придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

# 1 НАФТОГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ УКРАЇНИ. ЕТАПИ ІІІ СТАНОВЛЕННЯ

## Структура виробничого процесу нафтогазової промисловості

Процес видобутку нафти і газу є підсистемою в галузі освоєння ресурсів нафти і природного газу промисловістю. Систему процесу освоєння ресурсів вуглеводнів можна представити наступною схемою: пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ (ПРНГР) → видобуток нафти і газу (ВНГ) → транспортування нафти і газу → переробка нафти і газу (ПНГ) → транспортування, зберігання і забезпечення нафтогазопродуктами (ТЗЗНГП).

Усі ці виробничі процеси, взаємопов'язані між собою. Щорічний видобуток нафти і газу має забезпечуватись деякими запасами для стабільного розвитку нафтогазовидобувної промисловості.

Можливі різні способи досягнення кінцевої мети системи освоєння ресурсів нафти, природного газу і газоконденсату. Але при цьому мають виконуватися такі принципи:

1. Нафта і природний газ є національним багатством нашої держави, використання яких має бути бережливим.
2. Забезпечення енергоресурсозбереження та оптимальне функціонування всієї системи і кожної її підсистеми, в тому числі і видобування нафти і газу, з позицій енергетичних, матеріальних, трудових і фінансових витрат.
3. Неухильне виконання вимог охорони надр і навколишнього середовища.

Геологорозвідувальні роботи мають на меті відкриття родовищ нафти і газу або нових покладів на відомих родовищах та підготовку їх до розробки.

Пошуки скупчень нафти і газу включають комплекс робіт, спрямованих на оцінку перспективності території, виділення у її межах найбільш перспективних об'єктів та відкриття родовищ і покладів. Розвідка має простежити розподіл виявлених скупчень, оконтурити їх з метою визначення розмірів родовищ, кількості та якості нафти і газу та отримання геологічної інформації для проєктування розробки.

Ефективний пошук та розвідка скупчень нафти і газу виконуються за допомогою різних методів та методик. *Методи пошуку та розвідки родовищ* – це засоби пізнання будови надр, виявлення та вивчення покладів нафти і газу. *Методика пошуково-розвідувальних робіт* – це сукупність конкретних методів досліджень для послідовних пошуків і розвідки скупчень нафти і газу.

При організації та проведенні нафтогазопошукових і розвідувальних робіт потрібно враховувати наступне:

- поклади нафти і газу зазвичай ізольовані від денної поверхні, часто майже нічим себе не виявляють, у зв'язку з чим відкриття та вивчення покладів можливі лише при бурінні свердловин;
- нафта і газ у надрах закономірно пов'язані з різними типами пасток, сприятливих для формування та збереження покладів, тому при пошуках покладів нафти і газу потрібно виявляти такі пастки;

– нафта і газ мігрують у надрах, що зумовлює своєрідне їх просторове розміщення;

– поклади нафти і газу вивчаються шляхом буріння свердловин лише в окремих ділянках, тому уява про їх залягання у надрах є неповною.

Для сучасного стану пошукових та розвідувальних робіт характерні такі основні особливості:

– широкий розвиток регіональних геолого-геофізичних досліджень та наукових узагальнень з метою прогнозування нафтогазоносності регіонів;

– інтенсивний розвиток і вдосконалення геофізичних та геохімічних методів прогнозування з метою регіонального та локального вивчення нафтогазоперспективних об'єктів;

– зростання глибин пошуків нафти і газу до 6–7 км і глибше;

– широкий вихід пошуково-розвідувальних робіт у акваторіях морів та океанів;

– прискорення пошуків і розвідки внаслідок поєднання різних стадій геологорозвідувального процесу та використання обчислювальної техніки для обробки геологічної інформації.

### **Походження нафти і газу**

Нафта і природні 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 таких суперечок є уявлення про органічне або неорганічне походження нафти і газу.

Однією з перших гіпотез органічного походження вуглеводнів (нафти) висловив ще М. В. Ломоносов, який передбачав, що вони утворені шляхом підземної перегонки вугілля та торфу. Пізніше перевагу стали віддавати гіпотезам про формування вуглеводнів за рахунок перетворення 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, варто назвати К. Енглера, І. М. Губкіна, В. І. Вернадського, А. Д. Архангельського, А. А. Бакірова, Н. Б. Вассоєвича, 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 існували і вразливі місця.

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

Глибинні неорганічні гіпотези активно розвивали переважно російські геологи П. А. Кудрявцев, 1951; П. Н. Кропоткін, 1955; В. Б. Порфир'єв, 1961; В. А. Краюшкін, Г. М. Доленко, А. І. Кравцов та ін.

Основні аргументи на користь неорганічного походження нафти і газу:

1) існування деякої кількості покладів вуглеводнів та значної кількості нафтогазопроявлень у кристалічних породах фундаменту;

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

3) експериментальні лабораторні дослідження, в ході яких в умовах високих температур та тисків синтезовано нафтоподібні вуглеводні та вуглеводневі гази з неорганічних сполук. Разом з тим, вуглеводні, отримані таким шляхом, не володіють рядом властивостей, що притаманні природній нафті; вони не містять біомаркерів, не мають оптичної активності тощо. Критиці концепції неорганічного походження нафти і газу присвячена велика кількість літератури; при цьому прихильники органічної теорії не заперечують можливості синтезу деяких вуглеводнів або якоїсь її частини в природі неорганічним шляхом.

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 та ін.;

3) вміст у нафті біомаркерів або мікрофосилій, тобто складних органічних сполук, характерних для живої речовини, але не утворюваних при неорганічному синтезі вуглеводні (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, кремнисто-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 захоронену 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).

Розглядаючи умови походження нафти і газу, необхідно враховувати, що це складна суміш вуглеводнів, що дозволяє стверджувати, що однакової нафти немає. Разом з 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 Землі; деяка кількість сполук вуглецю і водню продукується організмами вже у теперішній час. У нафті виявлено безліч залишків тваринних та рослинних організмів, спор, водоростей, грибків тощо.

Разом з тим, навіть в умовах переважних уявлень про органічну генезу даних вуглеводнів виключати якусь їх кількість з неорганічним походженням 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.

### **Розвиток промислового нафтогазовидобування в Україні**

Однією з найстаріших галузей промисловості України вважаються 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. (для порівняння – в Російській імперії промислове видобування нафти розпочато в 60-х роках XIX ст. в районі Баку, Азербайджан). 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 та потоку Роп'янка у Сколівщині. За описами австрійського геолога Еміля Тітца тут з колодязів глибиною від 5–7 м 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 через відсутність значного попиту на нафтопродукти.



Рисунок 1.1 – Видобуток нафти з неглибоких ям вручну

<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/e197e61f-bb46-490c-a70f-2ba5982e8262>

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.

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 1 000 м.

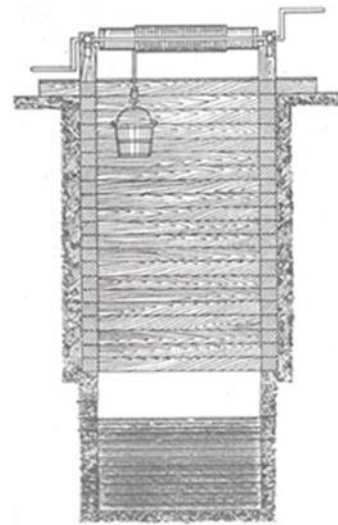


Рисунок 1.2 – Нафтовидобувний колодязь XIX ст. у м. Східниця  
<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/e197e61f-bb46-490c-a70f-2ba5982e8262>

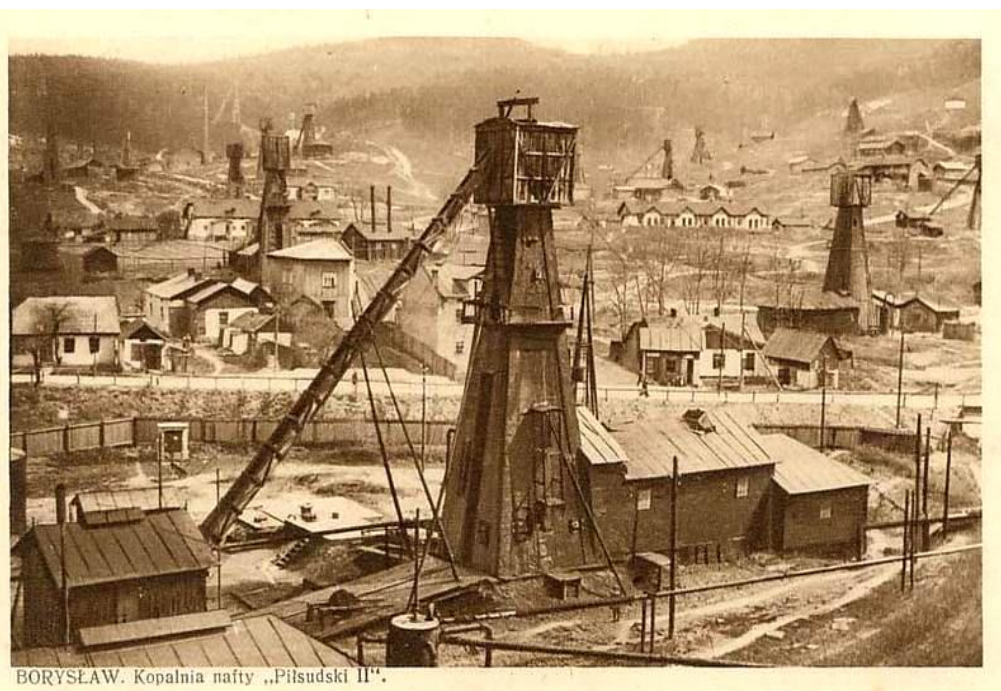


Рисунок 1.3 – Нафтова копальня у Бориславі (кінець XIX ст.)  
<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/e197e61f-bb46-490c-a70f-2ba5982e8262>

«Галицька Каліфорнія» – Борислав приваблювала підприємців з 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 з перших у Європі газопроводів «Борислав-Дрогобич» для подачі побутового нафтового газу, довжина якого складала 12 км.

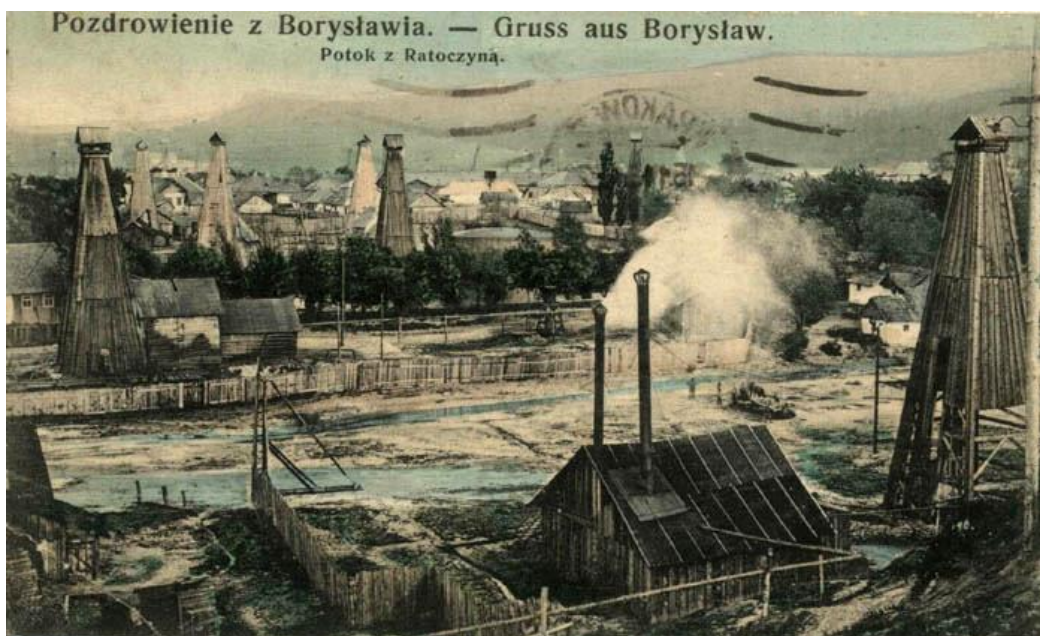


Рисунок 1.4 – Панорама Борислава з численними нафтовими вежами (кінець XIX ст.)

<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/e197e61f-bb46-490c-a70f-2ba5982e8262>

Після 1919 року на Прикарпатті створили ряд акціонерних товариств з видобутку і 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 4 100 свердловин.

Ще до кінця 1939 року, коли західно-українські землі були окуповані СРСР, нафтогазову промисловість було націоналізовано, замість сотень фірм було створено п'ять великих промислів, що разом з озокеритовими шахтами ввійшли до об'єднання «Укрнафтовидобуток». Газолінові підприємства перейшли до повноважень «Укргазу». Згідно з торговельними договорами між Німеччиною та СРСР 1939 і 1940 років до Німеччини вивозили цистернами нафту і нафтопродукти. Після підписання радянсько-німецького Пакту про ненапад 1939 року Німеччина отримала з СРСР 865 тис. т нафти.

У 1941 році окупаційні 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 і знищено 2 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 і 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 Західній Україні СРСР, відновили роботу другий, четвертий, восьмий і дев'ятий нафтопромисли в м. Бориславі, п'ятий – у смт. Східниці та третій, що об'єднував Устрики, Чорну і Стрільбичі. Також у серпні 1944 році було організовано Укрнафтокомбінат, який об'єднав видобуток нафти і 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.

У жовтні 1992 року на Прикарпатті видобуто стомільйонну тонну нафти від часу її обліку (з 1886 р.). Разом з 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.

**Розвиток східного нафтогазоносного регіону України.** Східний нафтогазоносний регіон України охоплює лівобережжя Дніпра. В адміністративному відношенні включає 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 з них включені до Державного балансу). Початкові видобувні запаси регіону становлять близько 3 410 млн т умовного палива.

Перші прямі ознаки нафти в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз) були виявлені у 1935 році при пошуковому бурінні на калійні 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 штоку. Відразу після відкриття родовища були створені спеціалізовані установи для проведення цілеспрямованих геолого-геофізичних робіт з 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, Лесяківське, Рибальське й ін. Уже у 1962 році Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область дала більшу частину видобутої в Україні нафти, а в 1964 році – і 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 (358900 м погонних). Саме в цей час пошуково-розвідувальні роботи переходять на глибини 3 000–5 000 м. Стрімко збільшуються обсяги сейсмозвідувальних робіт з 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-Хрестищенського, 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 у 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 нафтогазоносними 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 сейморозвідки, 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. км<sup>2</sup>, зокрема акваторій морів – 123,5 тис. км<sup>2</sup>. 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. е.), 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 20-х роках ХХ ст. 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 та 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 Глібовське і Карлавське газові 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 Глібовського родовища до Євпаторії, Сак, Сімферополя, Бахчисарая та Севастополя. Пізніше були підключені інші газові родовища і вся система газопостачання Криму з'єднана із 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.

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

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 запитання**

1. Який комплекс робіт включають пошуки скупчень нафти і газу?
2. Що розуміють під методами пошуку та розвідки родовищ вуглеводнів?
3. Поясніть органічну гіпотезу походження вуглеводнів.
4. Коли і де на землях України почали видобувати нафту?
5. Назвіть нафтогазові регіони України.
6. Де в Україні було введено один з перших у Європі газопроводів?

## 2 ПОХОДЖЕННЯ Й УМОВИ УТВОРЕННЯ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН

### Походження нафти

Нафта і її похідні використовуються людством з доісторичного часу. Використання людством нафти та її похідних породило питання про умови утворення і походження нафти, що має особливе значення при розробленні методів порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності великих територій, а також при підрахунку ресурсів нафти і газу на генетичній основі. Багаточисленні гіпотези про походження нафти поділяються на дві основні категорії – *органічного біогенного і неорганічного (абіогенного) походження нафти*. Більшість сучасних вчених стоїть на позиції гіпотези органічного походження нафти, але деякі вчені продовжують у своїх роботах відстоювати гіпотезу про утворення нафти абіогенним шляхом.

Гіпотезу про неорганічне походження нафти вперше запропонував Д. І. Менделєєв у 1877 році. Вона була названа *карбідною*. Під час дії води на карбіди металів утворюються вуглеводні. Ця реакція і лягла у основу гіпотези Менделєєва. На його думку, процес утворення нафти протікав таким чином. Вода проникала у глибину землі через тріщини, глибина яких повинна була досягати десятків кілометрів. Карбіди металів, які реагували з водою, утворювали вуглеводні. Нафтові вуглеводні під дією високих температур у надрах випаровувалися в область менших тисків, у зовнішню холодну оболонку землі, складену осадовими породами. Тут, на думку Менделєєва, повинні були формуватися нафтові і газові поклади.

У теперішній час гіпотеза Менделєєва вже не здається такою аргументованою, якою її вважали його сучасники. Перш за все встановлено, що при реакції карбідів металів з водою утворюються переважно метан і ацителен, тоді як нафта складається із величезного числа складних вуглеводнів, які під час цієї реакції отримати не вдається. З геологічної позиції представляється необґрунтованою можливість утворення тріщин глибиною у декілька десятків кілометрів, а також піддається сумніву і сама наявність карбідів металу в надрах землі і т. п. Необхідно відмітити, що Менделєєв допускав можливість і органічного походження нафти.

Крім карбідної теорії, було розроблено ще декілька гіпотез неорганічного походження нафти: *космічна, вулканічна, магматична*. Ці гіпотези у теперішній час не є достатньо обґрунтованими, і ми не будемо зупинятися на їх викладенні. Але і зараз ряд вчених розглядають нафту як результат хімічних реакцій, що відбуваються в надрах землі, рахуючи, що нафтові складні вуглеводні утворюються в природі і без органічних речовин.

Органічні гіпотези походження нафти можна розділити на три типи, які передбачають, що нафтоматеринською речовиною послужили останки а) тваринних організмів; б) рослинних організмів; в) ті та інші разом (*змішане походження*).

Однією із перших гіпотез органічного походження нафти була *гіпотеза Енглера – Гефера*: Енгерлер обґрунтував її хімічно, а Гефер – геологічно. Вона

була висунута у 1888 році. Згідно з цією гіпотезою нафта виникла із останків померлих риб, рептилій та іншої «живої» речовини, які піддавалися дії високих температур і тисків. Енгле́р пробував підтвердити свою гіпотезу лабораторними експериментами. Переганяючи при підвищеному тиску і температурі біля 420 °С тваринні жири, зокрема ворвань (*риб'ячий жир*), він отримав нафтоподібні продукти: кокс, смолисті речовини, вуглеводні, окис вуглецю, газу, воду але при цьому не виявив нафтових вуглеводнів. Але Енгле́р був переконаний, що вони можуть утворитися під час замика́ння олефеїнового ланцюга.

Згідно з цією теорією для утворення 1 т нафти необхідно біля 140 т «живої» речовини, а це передбачає умови, у яких відбувалася б масова загибель риб та інших організмів внаслідок якихось раптових катастроф. Крім цього, невідповідність складу продуктів, отриманих при переганянні жирів, і складу реальної нафти приводять до висновку, що гіпотеза Енгле́ра – Ге́фера малоімовірна.

У природі ніде не трапляються значні маси відмерлих організмів, але будь-яке кам'яновугільне родовище може слугувати прекрасним прикладом відмерлих рослинних організмів. За сучасним уявленням початок гумусовому вугіллю дає торф, механізм утворення відомий достатньо добре, оскільки утворення торфу можна спостерігати й у теперішній час. Торф перетворюється в буре вугілля, потім у кам'яне. Запаси вугілля в багато разів перевищують запаси нафти. І якщо хоча б незначна частина вугілля могла б перетворитися в нафту, її походження не здавалося б загадковим.

*Гіпотеза походження нафти з вугілля* була висунута ще М. В. Ломоносовим у 1759 році і пізніше не раз висувались і розроблялись подібні теорії. Оскільки вугілля не вміщує нафтоподібних продуктів, передбачалось, що підземна перегонка могла дати аналог нафти – кам'яновугільну смолу. Але склад таких нафт не відповідає складу нафти, а також геологічні дослідження не підтверджують зв'язку між родовищами вугілля і нафти.

Існує також так звана *сапропелева гіпотеза* походження нафти. Сапропелем (або гнилистим мулом) називається мул, який утворюється на дні застійних водойм у результаті перегнивання рослинних та тваринних організмів, переважно в анаеробних умовах, тобто за відсутності кисню. У результаті наступних біо- і геохімічних процесів утворюється сапропелеве вугілля (богхе́ди). Ця гіпотеза передбачає, що процес нафтоутворення міг би розпочатися ще до перетворення у вугільні маси. Сапропелеву гіпотезу, вперше висунуту Потоньє, розвивнув Г. Л. Стадніков (1921 р.). Ця гіпотеза передбачає, що материнською речовиною нафти являлись багаті на жири сапропелітові відклади. Потужні скупчення їх утворилися в результаті поступового відмирання багатого жирами планктону, до якого домішувався матеріал гумусового характеру. Відмираючи планктон опускався на дно водойм і там перетворювався на сапропель. Прісноводний сапропель вміщує до 8 % воску, 40 % клітчатки, 35 % гумінових кислот і лігніну.

Похідною речовиною для утворення морського сапропелю служили

головним чином діаматові водорослі, дуже багаті хлорофілом та іншими речовинами. Діаматові водорослі мають здатність швидко розмножуватися, тому діаматова гіпотеза має перевагу перш за все з пояснення масштабів накопичення органічної речовини і, відповідно, жирів. Ці масштаби реально можна порівняти з масштабами нафтових родовищ і навіть переважають їх.

Теорію *змішаного походження нафти* розвинув І. М. Губкін (1932 р.). На його думку, основним органічним матеріалом для утворення нафти був вуглеводневий віск, клітчатка. Губкін також вважав планктон основним придатним для утворення нафти органічним матеріалом. Залежно від існуючих на даній ділянці умов перетворення органічної речовини може відбуватися у двох напрямках: у прісноводних або слабо солоних басейнах при деякому доступі кисню вона перетворюється у богхеда (сапропелеве вугілля) або вугілля змішаного походження, а при відсутності кисню (у відновлювальному середовищі) – в анаеробних умовах – у нафтоподібні вуглеводні.

У результаті гідролізу жирів, які залишилися в сапропелітових відкладах, утворюються жирні кислоти, гліцерин та інші продукти, які під впливом мікроорганізмів у анаеробних умовах перетворюються у вуглеводні (метанові, нафтенові, ароматичні) і вміщуючі кисень з'єднання (кетони). Усі ці з'єднання, розчиняючись у масі жирних кислот, утворюють гомогенну смолоподібну масу, яка разом із мінеральними речовинами (пісок, глина) залишається на дні басейну, покриваючись мінеральними відкладами. Така смолоподібна маса може бути названа *первинною нафтою*. У процесі перетворення в нафту органічного матеріалу у відновлювальному середовищі відбуваються хімічні процеси, що призводять до збільшення вуглецю і водню і зменшення вмісту кисню.

Сьогодні вважають, що для перетворення первинного органічного матеріалу у нафту необхідна сукупність низки факторів – підвищених температур, тисків, діяльності бактерій, дії радіоактивних речовин. Як показали дослідження, вуглеводні, які накопичилися в осадових породах, у сучасних і древніх осадах, володіють значною подібністю з вуглеводнями нафт, які називаються мікронафтою, або, менш точно, розсіяною нафтою.

Існування в осадовій оболонці Землі дисперсної мікронафти яка сильно поступається їй за запасами концентрованої мікронафти – найважливіше положення сучасної органічної теорії походження нафти.

*Мікронафта* – це початкова, ще не народжена нафта – звичайний компонент майже всіх водоосадових порід. Отже, всі вони в тій чи іншій мірі потенційно є нафтоматеринськими (Губкін вважав нафтоматеринськими глинисті утворення). Але стати нафтопродукуючими вони можуть тільки при захороненні їх під достатньо потужною товщею відкладів і довготривалому прогріванні (55–60 °С або вище).

Оскільки нафта народжується в осадових породах (в дисперсному виді), для утворення її скупчень необхідна міграція і накопичення початкової розсіяної мікронафти. Тому відповідно із сучасними світоглядами говорять не просто про *органічне*, але і про *осадово-міграційне* походженні нафти.

Вік нафти пов'язують з віком осадових порід, який визначений на сьогодні достатньо точно за окремими геологічними періодами (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Вік нафти за геологічними періодами

Ера	Період	Вік, млн років
Кайнозойська	Четвертичний	0,5–1
	Неогеновий	1–35
	Палеогеновий	35–70
Мезозойська	Крейдяний	70–140
	Юрський	140–185
	Триасовий	185–225
Палеозойська	Пермський	225–270
	Кам'яновугільний	270–320
	Девонський	320–400
	Силурійський	400–425
	Ордовикський	425–470
	Кембрійський	470–600

Таким чином, ми маємо справу із древніми нафтами, вік яких близько 400–500 млн років, і з молодими, утворення яких відбулося не пізніше, ніж 50 млн років тому. Можна вважати, що процес нафтоутворення не закінчений і може відбуватися й сьогодні.

### Контрольні запитання

1. У чому суть гіпотези Д. І. Менделєєва про походження нафти?
2. У чому суть гіпотези органічного походження нафти Енглера – Гефера?
3. Гіпотеза М. В. Ломоносова про походження нафти із вугілля?
4. У чому суть сапропелевої гіпотези походження нафти?
5. У чому полягає теорія змішаного походження нафти І. М. Губкіна?
6. Яка сукупність низки чинників необхідна для перетворення первинного органічного матеріалу у нафту?
7. Що розуміють під поняттям мікронафта?
8. Яка необхідна умова для утворення скупчень початкової розсіяної мікронафти?
9. Який вік нафти?

### 3 ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

#### Гірничо-геологічні умови

Серед гірничо-геологічних характеристик родовища основними є такі:

- 1) геометрія родовища (форма, площа і висота родовища, розчленованість на окремі поклади і продуктивні пласти, глибина залягання);
- 2) властивості колекторів (ємнісні – пористість, нафтонасиченість; фільтраційні – проникність; літологічні – гранулометричний склад, питома поверхня, карбонатність; фізичні – механічні, теплофізичні тощо);
- 3) фізико-хімічні властивості флюїдів;
- 4) енергетична характеристика родовища;
- 5) величина і густина запасів нафти.

*Природним резервуаром* називають таке вмістилище для нафти, газу й води, у межах якого можливий їх рух, форма й розміри його зумовлені співвідношенням порід-колекторів і порід-покришок.

Природні резервуари за формою і умовами виникнення поділяються на три типи:

- пластові;
- масивні;
- резервуари неправильної форми (літологічно обмежені з усіх сторін).

Пласти порід-колекторів, обмежені в покрівлі та підшві погано проникними породами при збереженні пластового характеру на значній площі, створюють *пластові резервуари*.

*Масивними резервуарами* називають великі товщі порід однорідного чи неоднорідного складу, які перекриті зверху непроникними породами.

*Резервуарами неправильної форми* (літологічно обмежені зі всіх сторін) називають ділянки порід-колекторів серед непроникних порід. Це можуть бути лінзи піщаних порід, локальні ділянки тріщинуватих або кавернозних порід.

Реально у природі існують, крім трьох основних типів резервуарів і їх перехідні форми, наприклад, масивно-пластові резервуари. З гідродинамічних умов усі природні резервуари потрібно ділити на відкриті, напівзакриті та закриті (ізолювані). *Відкриті резервуари* – це ті, які мають прямий зв'язок з денною поверхнею, *ізолювані резервуари* – це ті, які не мають ніякого зв'язку ні з денною поверхнею, ні з іншими пластами. *Напівзакриті резервуари* є проміжними між двома іншими типами резервуарів.

Не всі природні резервуари, які трапляються в земній корі, можуть бути заповнені нафтою чи газом. Переважна їхня більшість заповнена водою. Нафта й газ, які потрапили у природний резервуар, заповнений водою, піднімаються вверх під впливом виштовхувальної сили, тобто різниці у густині фаз. Це переміщення відбувається до моменту зустрічі якоїсь перешкоди, тобто до моменту, коли нафта чи газ потрапить у певну пастку, де їх подальший рух стає неможливим.

*Пастка* – це частина природного резервуару, яка частково чи повністю забезпечує вловлювання й утримання напливних у резервуар рідких і

газоподібних вуглеводнів протягом деякого відрізка геологічного часу і в межах якого встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою під впливом дії гравітаційних сил. Пастка характеризується шириною, довжиною і висотою.

*Покладом* називають природне локальне одиночне скупчення нафти й газу в одному або кількох сполучених між собою пластах-колекторах, тобто в гірських породах, здатних вміщувати в собі та віддавати при розробці нафту й газ.

*Родовище* – це сукупність одиночних покладів нафти або газу, які належать до одного або кількох природних пластів, розміщених на одній локальній площі. Родовище може бути одно- або багатопластовим. У середньому на одне родовище припадає біля трьох покладів. Товщина продуктивних пластів змінюється від кількох метрів до десятків, а інколи й сотень метрів. Розміри родовищ у середньому становлять: довжина – 5–10 км, ширина – 2–3 км, висота (поверх нафтогазоносності) – 50–70 м.

Глибиною залягання родовища у основному визначаються температура і тиск у покладах. Вони зумовлюють фазові співвідношення нафти, газу і конденсату у пластових умовах. Розрізняють однофазні і двофазні поклади. Серед них звичайно виділяють поклади:

- газові;
- газоконденсатні;
- нафтові з різним вмістом розчиненого газу (зазвичай менше 200–250 м<sup>3</sup>/т, а іноді для покладів перехідного стану й більше, коли вуглеводні за своїми фізичними властивостями (в'язкість, густина) у пластових умовах близькі до критичного стану й займають проміжне положення між рідиною та газом);
- нафтогазові (чи газонафтові) при різному співвідношенні запасів нафти (у нафтовій облямівці) й газу або газоконденсату (у газовій шапці).

Густина нафти у нафтових покладах перехідного стану становить 425–650, у нафтових покладах – 625–900, у нафтових покладах важкої нафти та твердих вуглеводнів – понад 875 кг/ м<sup>3</sup>.

У розміщенні покладів нафти й газу часто спостерігається певна глибинна і площева закономірність. Земля, як планета, вміщує три геосфери – *ядро*, *мантію* і *земну кору*. Товщина земної кори на суші становить 30–70 км, а в межах океанів – 5–10 км. Поклади нафти й газу пов'язані з верхнім, осадовим шаром земної кори, або із стратисферою, тобто із стратифікованою частиною земної кори, поділеною на стратиграфічні комплекси, пласти, шари тієї чи іншої розмірності. Стратифікація, або шаруватість, є загальною властивістю нафтогазоносних товщ, оскільки вона виникає не лише внаслідок осадоутворення, але й з інших причин (нерівномірний ріст організмів у коралових рифах, чергування більш або менш змінених зон у корах вивітрювання тощо).

У 1960–70-х роках геологами виявлена глибинна (вертикальна) зональність розміщення покладів нафти й газу, у товщі осадових порід. Виділено чотири зони покладів:

1) переважно чистого газу, а також нафти, часто важкої (до 1 350–1 500 м, іноді – до 1 900 м);

2) переважно легкої нафти й іноді конденсатного газу (до 4 000–4 500 м, іноді – до 6 000 м);

3) переважно конденсатного газу й подекуди вельми легкої нафти (до 5 000–6 000 м, рідко – глибше);

4) сухого (метанового) газу (мабуть, до подошви осадової товщі).

Ця закономірність може порушуватися внаслідок складного тектонічного зміщення порід, насуву одних стратиграфічних комплексів на інші, як у Карпатах. Виявлена також належність нафтових родовищ до великих тектонічних розломів земної кори, з віддаленням від яких розміри (величина запасів) родовищ зменшуються.

На території України розміщені три нафтогазоносні регіони: Дніпровсько-Донецький, Карпатський і Причорноморсько-Кримський. Видобуток нафти пов'язаний з першими двома регіонами.

**Нафтові родовища Карпатського регіону**, точніше Передкарпаття характеризуються багатопластовістю, великою товщиною продуктивного розрізу (до 600 м), низькими колекторськими властивостями (пористість 7–15 %, проникність  $(0,1–20) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), надзвичайною літологічною мінливістю порід за площею та розрізами, високим газовмістом нафти (100–500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), тектонічною й літологічною екранованістю покладів, відсутністю зазвичай активних законтурних вод, близькими значеннями початкового пластового тиску і тиску насичення нафти газом.

У стратиграфічному розрізі виділяють два стратиграфічних багатопластових природних резервуари – олігоценівий і еоцен-палеоценовий. У першому із них міститься 70 % розвіданих запасів нафти всього регіону, а у нижньому еоцен-палеоценовому – 91,2 % розвіданих запасів природного газу. Родовища залягають на глибинах від денної поверхні до 8 000–11 000 м. Нафти переважно парафіністі (вміст парафіну досягає 15 %), високосмолисті (2–30 %), із значним вмістом легких вуглеводнів і порівняно невеликою кількістю асфальтенів і сірки (від сотих часток до 1,2 %); густина пластової нафти 575–778 кг/м<sup>3</sup>, в'язкість пластової нафти 0,375–3,54 мПа · с.

**Родовища Дніпровсько-Донецького регіону**, який пов'язаний із Дніпровсько-Донецькою западиною, відзначаються більшою різноманітністю геологічних умов. Пористість деяких покладів досягає 20–23 %, проникність – 1 мкм<sup>2</sup> і більше. Часто тектонічними порушеннями поклади розбиті на блоки. Продуктивні горизонти й окремі пласти мають відносно невеликі товщини (від 35 м до 20–30 м), часто з *газовими шапками* і *підшовними водами*. У багатьох покладах початковий пластовий тиск значно перевищує тиск насичення нафти газом. Режим роботи покладів – від пружно замкнутого до активного водонапірного. З глибиною спостерігається переважання газових і газоконденсатних родовищ над газонафтовими.

Характерною особливістю нафтових родовищ України є належність більшості із них до теригенних колекторів і мала в'язкість пластової нафти (здебільшого до 5 мПа · с). Карбонатні колектори й важкі, високов'язкі нафти зустрічаються лише на деяких родовищах. До низькопроникних колекторів належить 37 % поточних запасів нафти (практично всі родовища Передкарпаття). Деяким родовищам тією чи іншою мірою характерна достатньо виражена тріщинуватість колектора.

Розмір і багатопластовість родовищ разом з ємнісними властивостями колекторів визначають у цілому величину і густину запасів нафти, та у поєднанні з глибиною залягання зумовлюють вибір системи розробки та способів видобутку нафти.

Високою ефективністю характеризується видобуток нафти з багатопластових родовищ з великими запасами, зосередженими на відносно невеликих площах з окремими багатими покладами, тобто з великою густиною запасів. За величиною вилучених запасів (млн т) поклади нафти умовно в останній час поділяють на:

- дрібні (менше 10);
- середні (10–30);
- великі (30–300);
- унікальні (понад 300).

Великим і унікальним родовищам належить провідна роль у світовому балансі запасів.

Зі збільшенням глибини залягання родовища зростають витрати на спорудження й обладнання свердловин, ускладнюються умови підйому нафти з глибини на поверхню, тощо. У теперішній час *глибокими* називають свердловини з глибиною від 4 500 м до 7 500 м, *надглибокими* – від 7 500 м до 15 000 м.

Властивості колекторів і флюїдів зумовлюють систему розробки, дебіти свердловин, повноту видобутку нафти з надр, процеси її видобутку тощо.

На техніку видобутку нафти істотно впливають надходження піску з пласта у стовбур свердловини, випадання з нафти і відкладення парафіну, відкладення мінеральних солей, кородуючі властивості флюїдів тощо.

Проникність у комплексі з товщиною пласта і в'язкістю нафти визначає дебіт свердловин. За початковими значеннями дебіту (т/добу) розрізняють:

- низько – (до 7);
- середньо – (від 7 до 25);
- високо – (від 25 до 200);
- надвисокодебітні (понад 200) нафтові поклади.

*Запасами* називають масу нафти й конденсату або об'єм газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних покладах на дату підрахунку, зведених до стандартних умов (0,1 МПа і 20 °С). При визначенні запасів родовищ обов'язковому підрахунку й обліку підлягають не тільки запаси нафти, газу, конденсату, але й усі цінні компоненти, які містяться в них (етан, пропан, бутан, сірка, гелій, метали), видобуток яких є доцільним. Запаси нафти, газу,

конденсату й компонентів, що містяться в них, за ступенем вивченості поділяються на **категорії А, В, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>**.

**Категорія А** – запаси покладу (його частини) вивчені детально. Обчислюються у покладі (його частині), який розбурений згідно із затвердженим проєктом розробки родовища нафти або газу.

**Категорія В** – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних промислових припливів нафти або газу у свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.

**Категорія С<sub>1</sub>** – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробовувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень у невиконаних свердловинах.

**Категорія С<sub>2</sub>** – запаси покладу (його частини), наявність яких обґрунтована даними геологічних або геофізичних досліджень. Підраховуються у нерозвіданих частинах покладу, які прилягають до ділянок із запасом більш високих категорій, у проміжних і вищезалягаючих невиконаних пластах розвіданих родовищ.

Запаси нафти, газу, конденсату й компонентів, які містяться в них, поділяють на дві групи: *балансові* – запаси родовищ (покладів), розробка яких на сучасному етапі економічно доцільна; *забалансові* – запаси родовищ (покладів), розробка яких на теперішній час економічно недоцільна, або технологічно і технічно неможлива, але які у майбутньому можуть бути переведені в баланс. У групі балансових запасів виділяють видобувні запаси, тобто ту їх частину, яку можна видобути з надр при сучасному рівні техніки й технології видобутку.

За допомогою об'ємного методу визначається маса нафти в насиченому об'ємі порід-колекторів, зведена до стандартних умов. Запаси нафти при цьому обчислюють за формулою:

$$Q_{\text{вид}} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta \cdot \eta \cdot \theta \cdot \rho, \quad (3.1)$$

де  $Q_{\text{вид}}$  – видобувні запаси нафти, тис т;

$F$  – площа нафтоносності, тис м<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;

$m$  – середній коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

$\beta$  – середній коефіцієнт нафтонасиченості, частка одиниці;

$\eta$  – коефіцієнт нафтовіддачі, частка одиниці;

$\theta$  – середній перерахунковий коефіцієнт, частка одиниці;

$\rho$  – середня густина нафти на поверхні після її дегазації, т/м<sup>3</sup>.

Значення підрахункових параметрів  $m$ ,  $\beta$ ,  $\theta$  заокруглюють до сотих часток одиниці, а параметрів  $\eta$  і  $\rho$  – до тисячних.

## Контрольні запитання

1. Які основні гірничо-геологічні параметри нафтових і газових родовищ?
2. Дайте визначення природного резервуару і охарактеризуйте його.
3. Що таке пастка нафти і газу?
4. Що таке поклад нафти і газу?
5. Що таке родовище нафти і газу і як вони класифікуються?
6. Що таке глибинна і площова закономірність розміщення покладів нафти і газу?
7. Які існують зони розміщення покладів нафти і газу у товщі осадових порід?
8. Які нафтогазоносні регіони розміщені на території України?
9. Що зумовлює вибір системи розробки та способів видобутку нафти?
10. Як умовно за величиною вилучених запасів поділяють поклади нафти?
11. Що називають запасами нафти, конденсату або газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних покладах?
12. Як поділяються запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, які містяться в них, за ступенем вивченості?
13. Як за допомогою об'ємного методу визначається маса нафти в насиченому об'ємі порід-колекторів?

## 4 ТИПИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

### Характеристика порід-колекторів нафти і газу

Вмістилищами нафти й газу у земній корі виступають гірські породи, в яких вуглеводні заповнюють пустоти.

Гірські породи, які здатні вміщувати в собі нафту, газ, воду і в яких можливе їх переміщення називають *колекторами*. За типом пустотного простору усі породи-колектори доцільно поділяти на:

- 1) порові (гранулярні);
- 2) тріщинні;
- 3) кавернозні;
- 4) змішані.

Вони характеризуються двома головними параметрами: пористістю й проникністю.

*Пористість (пустотність)* – це об'єм породи, не заповнений твердою речовиною. Відношення цього об'єму до загального об'єму породи, виражене у частках одиниці, або у відсотках, називають *коефіцієнтом пористості*. Поровий простір створюється завдяки порожнині між зернами (уламками) порід, а також завдяки тріщинам та кавернам. Пористість поділяють на *загальну і відкриту*.

*Загальна (повна, абсолютна, фізична) пористість* – це об'єм всіх пустот у породі, сполучених і не сполучених між собою.

*Відкрита пористість* – це об'єм лише тих пустот у породі, які сполучені між собою. Її іноді називають *ефективною пористістю*. Відкрита пористість завжди менша від загальної.

Розрізняють пористість *первинну і вторинну*. Первинна пористість виникає під час утворення самої породи. Вторинна пористість включає всі пустоти, які виникають під впливом різних геологічних чинників після виникнення породи. Первинна пористість найбільш характерна для уламкових (гранулярних) порід, таких, як наприклад, пісковики, алевроліти, уламкові й органогенні вапняки та доломіти. Всі ці породи достатньо високопористі (5–40 %), але переважно пористість знаходиться у межах 10–25 %.

*Поровий простір* – це безліч каналів, тупиків і розгалужень різних розмірів. У породах трапляються *макропори*, умовний діаметр яких перевищує 1 мм. Вони характерні для гравелітів, конгломератів та деяких органогенних вапняків. *Надкапілярні пори* діаметром 0,1–1 мм здебільшого характеризують грубозернисті та кавернозні породи. *Капілярні пори* (0,000 2–0,1 мм) наявні у всіх породах. *Субкапілярні пори*, діаметр яких менший від 0,2 мкм характерні для глинистих порід.

У природних умовах увесь поровий простір заповнений водою, нафтою або газом. Ступінь насичення ними порового простору характеризується коефіцієнтом водонасичення ( $K_v$ ), нафтонасичення ( $K_n$ ) та газонасичення ( $K_g$ ), які є відношенням об'єму, зайнятого даною речовиною, до загального об'єму пор і виражаються в частках одиниці або відсотках.

У нафтонасичених породах завжди присутня деяка кількість води, яку називають *залишковою* або *зв'язаною*. Це вода, що залишилася у породі після надходження в неї нафти або газу. Вода утримується в породах капілярними, адсорбційними, гравітаційними та іншими силами.

У гідрофільних породах залишкова вода, яка має менший поверхневий натяг від нафти і газу, займає капіляри меншого діаметра, утворює тонкі плівки на скелеті порід, зберігається у тупикових та ізольованих порах.

Адсорбційно зв'язана (плівкова) вода утримується молекулярними силами. За фізико-хімічними властивостями ця вода відрізняється від вільної води. У гідрофільних породах залишкова водонасиченість коливається в межах 10–40 %. У гідрофобних породах вона здебільшого не перевищує 10 %.

На залишкову водонасиченість, а тим самим і нафто- і газонасиченість, впливають у основному такі фактори, як мінералогічний і гранулометричний склад скелету породи, фізико-хімічні властивості фаз, структура порового простору.

*Проникність* характеризує здатність гірської породи пропускати через себе нафту, газ і воду.

Гірські породи за проникністю поділяють на 6 класів:

I – дуже добре проникні породи ( $k > 1,0$  мкм<sup>2</sup>);

II – добре проникні (від 1,0 до 0,1 мкм<sup>2</sup>);

III – середньопроникні (від 0,1 до 0,01 мкм<sup>2</sup>);

IV – слабопроникні (від 0,01 до 0,001 мкм<sup>2</sup>);

V – дуже слабопроникні (від 1 до 0,1 нм<sup>2</sup>);

VI – практично непроникні ( $k < 0,1$  нм<sup>2</sup>).

Розрізняють абсолютну, ефективну та відносну проникність гірських порід:

*Абсолютна (фізична) проникність* – при фільтрації однорідної рідини або газу (коефіцієнт абсолютної проникності  $k_a$ ) визначається геометрією порового простору і характеризує фізичні властивості породи.

*Ефективна проникність* ( $k_{ef}$ ) – здатність порід пропускати флюїд при наявності інших залишкових флюїдів (води, нафти), залежить від складності структури порового простору, поверхневих властивостей, наявності глинистих частинок. Для заданої рідини (або газу) залежить також від ступеня насичення порового простору породи цією рідиною (або газом).

*Відносна проникність*  $k_{ef}/k_a$  зростає зі збільшенням насиченості породи флюїдом і сягає максимального значення при повному насиченні; для нафти, газу, води вона коливається від нуля при низькій насиченості до одиниці при 100 %-му насиченні.

*Проникність тріщинна* – проникність гірської породи, що зумовлена наявністю в ній тріщин.

*Проникність* – критерій оцінки колекторських та екрануючих властивостей гірських порід.

*Колекторами нафти і газу* за певних умов можуть бути усі гірські породи.

Породи, які практично непроникні для нафти і газу, називають *породами-покришками* або *флюїдоупорами*. До них відносяться глини, аргіліти, гіпси, хемогенні вапняки тощо.

Фільтраційні і колекторські властивості порід нафтового і газового пластів прийнято характеризувати наступними основними показниками:

1) *гранулометричним* (механічним) складом порід, який характеризує кількісний (масовий) вміст у породі частинок різного розміру. Гранулометричний аналіз проводиться для визначення ступеня дисперсності мінеральних частинок, що складають породу. Від ступеня дисперсності мінералів залежить багато властивостей пористого середовища: проникність, пористість, питома поверхня, капілярні властивості тощо;

2) *пористістю*, яка характеризує наявність пустот (пор) у гірській породі;

3) *проникністю*, яка характеризує здатність гірської породи пропускати через себе нафту, газ і воду;

4) *капілярними властивостями*, які характеризують властивість пористого середовища гірської породи. За величиною порові канали продуктивних пластів умовно поділяють на три групи:

– надкапілярні – більше 0,5 мм;

– капілярні – від 0,5 мм до 0,000 2 (0,2 мкм);

– субкапілярні – менші 0,000 2 мм (0,2 мкм).

По великих (надкапілярних) каналах і порах рух нафти, води і газу відбувається вільно, а по капілярних – при значній участі капілярних сил. У субкапілярних каналах внаслідок малої віддалі між їх стінками рідина знаходиться у сфері дії молекулярних сил породи, тому практично у природних умовах рідини не можуть переміщуватися у них;

5) *питомою поверхнею*, під якою розуміють усереднену характеристику поверхні внутрішніх порожнин (каналів, пор) пористого тіла або сумарної зовнішньої поверхні частинок роздробленої фази дисперсної системи. Визначається як загальна площа поверхні матеріалу на одиницю маси, (з одиницями  $\text{м}^2/\text{кг}$  або  $\text{м}^2/\text{г}$ ) для твердого або насипного об'єму (одиниці  $\text{м}^2/\text{м}^3$  або  $\text{м}^{-1}$ ).

Проникність, адсорбційна здатність, вміст залишкової води та інші властивості залежать від питомої поверхні нафтоносних порід. На характер фільтрації нафти у пористому середовищі впливають і молекулярні явища, що відбуваються на контактах рідини і породи. Об'ємні властивості рідин (в'язкість, густина) обумовлюються дією молекул, поширеною всередині рідкої фази. Через це у крупнозернистій породі з відносно невеликою питомою поверхнею молекули, які знаходяться на поверхні, майже не впливають на процес фільтрації, оскільки їхнє число дуже мале порівняно з числом молекул, які знаходяться всередині об'єму рідини. Якщо ж пористе середовище має велику питому поверхню, то число поверхневих молекул рідини зростає і зрівнюється з числом об'ємних молекул. Тому поверхневі явища у малопроникній породі можуть значно більше впливати на процес фільтрації рідини, ніж у крупнозернистій. Таким чином, питома поверхня – один із важливих характеристик гірської породи;

б) механічними властивостями (пружністю, пластичністю, опором розриву, стисненню й іншими видами деформацій);

7) насиченістю порід водою, нафтою і газом.

Згадані вище властивості гірських порід-колекторів знаходяться у тісній залежності від хімічного складу, структурних і текстурних їх особливостей.

Геостатичний тиск  $P_{гс}$  – тиск, обумовлений вагою товщ вище залягаючих порід можна визначити за залежністю:

$$P_{гс} = \sum_{i=1}^n [(1 - m) \cdot \rho_{ск.i} + m \cdot \rho_p] \cdot h_i \cdot g = \rho_{г.п} \cdot g \cdot H, \quad (4.1)$$

де  $m$  – пористість шару гірської породи у долях одиниці;

$\rho_{ск.i}$  – густина скелету гірської породи, кг/м<sup>3</sup>;

$h_i$  – товщина шару тієї ж породи, м;

$\rho_p$  – густина рідини у порах породи, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$\rho_{г.п}$  – об'ємна густина вище залягаючої товщі гірських порід, кг/м<sup>3</sup>.

Об'ємну густину вище залягаючої товщі гірських порід ми можемо визначити за залежністю:

$$\rho_{г.п} = \sum_{i=1}^n [(1 - m) \cdot \rho_{ск.i} + m \cdot \rho_p] \cdot h_i / H, \quad (4.2)$$

де  $H = \sum_{i=0}^n h_i$  – глибина залягання гірської породи від денної поверхні, м.

Для родовищ, які знаходяться в акваторії морів залежність 4.2 матиме наступний вигляд:

$$\rho_{г.п} = \sum_{i=1}^n [(1 - m) \cdot \rho_{ск.i} + m \cdot \rho_p] \cdot h_i / H - H_m, \quad (4.3)$$

де  $H_m$  – глибина моря, м.

Глибину точки породи, яку ми розглядаємо від денної поверхні можемо визначити за формулою:

$$H = \sum_{i=0}^n h_i + H_m. \quad (4.4)$$

Переважає частина нафтових і газових родовищ розміщується у колекторах трьох типів: *гранулярних, тріщинних і змішаної будови*.

До *гранулярних колекторів* відносяться колектори, складені піщано-алевролітовими породами, поровий простір яких складається із міжзернових порожнин. Подібною будовою порового простору характеризуються також деякі пласти вапняків і доломітів.

У *тріщинних колекторах*, представлених переважно карбонатними породами та сланцями, поровий простір складений системою тріщин. При цьому ділянки колектора, які залягають між тріщинами, становлять щільні малопроникні нетріщинні масиви (блоки) порід, поровий простір яких практично не бере участі у процесах фільтрації.

Найчастіше зустрічаються *тріщинні колектори змішаного типу*, поровий простір яких складається як системами тріщин, так і поровим простором блоків,

а також кавернами і карстами. Тріщинні колектори змішаного типу, залежно від наявності у них пустот різного виду, поділяються на підкласи: тріщиннопорові, тріщинно-кавернозні, тріщинно-карстові та інші.

Аналіз показує, що біля 60 % запасів нафти у світі відносяться до піщаних пластів і пісковиків, 39 % – до карбонатних відкладів і 1 % – до вивітрених метаморфічних і вивергнутих порід. Отже, породи осадового походження – основні колектори нафти і газу.

### **Контрольні запитання**

1. Що називається колекторами нафти і газу?
2. Які типи порід-колекторів Ви знаєте? Дайте характеристику кожному зокрема.
3. Якими основними показниками прийнято характеризувати фільтраційні та колекторські властивості порід-колекторів?
4. Що розуміють під пористістю гірських порід і як її класифікують?
5. Що розуміють під проникістю гірських порід і як вона класифікується?
6. Що називається породами-покришками або флюїдоупорами?
7. Якими основними показниками прийнято характеризувати фільтраційні і колекторські властивості порід нафтового і газового пластів?
8. Як умовно поділяють за величиною порових каналів продуктивні пласти?
9. Що розуміють під питомою поверхнею нафтоносних порід?

## 5 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ

Розподіл нафти, газу і води в об'ємі покладу залежить від термобаричних умов і властивостей самих флюїдів. Пластові рідини і гази можуть знаходитися у надрах як в однофазному (рідкому чи газоподібному), так і у двофазному стані у вигляді газорідних сумішей. Залежно від фазового стану вуглеводнів (ВВ) поклади підрозділяються на: нафтові, газові, газоконденсатні, газонафтові, нафтогазові і газогідратні.

Нафта і газ становлять суміш ВВ метанового ( $C_nH_{2n+2}$ ), нафтового ( $C_nH_{2n}$ ) і ароматичного ( $C_nH_{2n-6}$ ) рядів. Звичайно переважають вуглеводні метанового або нафтового рядів. При стандартних умовах на поверхні (тиск 0,1 МПа, температура 20 °С) вуглеводні від  $CH_4$  до  $C_4H_{10}$  становлять гази; від  $C_5H_{12}$  до  $C_{16}H_{34}$  – рідини; від  $C_{17}H_{36}$  до  $C_{35}H_{72}$  – тверді речовини (парафіни, церезини).

### Склад та властивості нафт

*Нафта* – горюча корисна копалина, складна суміш головним чином вуглеводнів з домішками високомолекулярних органічних кисневих, сірчистих і азотистих сполук, що представляє собою маслянисту рідину червоно-коричневого, іноді майже чорного кольору, яка може істотно змінювати свої фізичні і технологічні властивості залежно від хімічного складу: густина від 750 кг/м<sup>3</sup> до 970 кг/м<sup>3</sup>, температура кипіння від 74 °С до 170 °С, температура спалаху від 17 °С до 100 °С і вище, температура застигання від –20 °С до +20 °С, фракційний склад від практично бензинового до позбавленого бензину, груповий склад від практично суто метанового до переважаючого ароматичного.

Виділені з різних нафт вуглеводневі сполуки відносяться до трьох основних рядів: метанового (алкани, парафіни), нафтового (циклопарафіни, циклани) і ароматичного (арени).

За вмістом сірки нафти поділяють на класи: *малосірчисті* (сірки до 0,5 %), *сірчисті* (0,51–2,0 %) і *високосірчисті* (більше 2,0 %).

За вмістом смол на: *малосмолисті* (смоли менше 18 %), *смолисті* (18–35 %) і *високосмолисті* (більше 35 %).

За вмістом парафіну на: *малопарафіністі* (парафіну менше 1,5 % за масою), *парафіністі* (1,51–6,0 %) і *високопарафіністі* (більше 6 %).

При оцінці загального вмісту парафіну у нафті необхідно визначати тиск і температуру початку його кристалізації, тому що у процесі розробки покладу при зміні пластового тиску і температури парафін може випадати й накопичуватися у поровому просторі, погіршуючи фільтраційні властивості пласта-колектора.

Склад нафти характеризується фракціями, що містяться у ній. Звичайно виділяють фракції за наступними температурними інтервалами початку і кінця кипіння: 40–180 °С – авіаційний бензин; 40–205 °С – автомобільний бензин; 200–300 °С – гас; 270–350 °С – лігроїн; 350–500 °С – мазут; вище 500 °С –

гудрон. ВВ, що містяться у нафті, до температури 300 °С википають не більше ніж на 50 %, що містяться у конденсатах – на 65–100 %.

Густина нафти  $\rho_n$  – її маса  $m$  у одиниці об'єму  $V$ :

$$\rho_n = m/V. \quad (5.1)$$

Одиниця вимірювання густини нафт, кг/м<sup>3</sup>.

Густина пластової нафти – маса нафти, видобута з надр зі збереженням пластових умов, у одиниці об'єму. Звичайно дорівнює 400–800 кг/м<sup>3</sup> і зі збільшенням газовмісту нафти і температури зменшується порівно з густиною сепарованої нафти на 20–40 % і більше.

За густиною пластові нафти поділяються на легкі (менше 850 кг/м<sup>3</sup>) і важкі (більше 850 кг/м<sup>3</sup>). Нафти з густиною вище 1 000 кг/м<sup>3</sup> називаються мальтами.

Густина нафт і нафтопродуктів визначається за температури 20 °С і співставляється з густиною дистильованої води за температури 4 °С.

Густину нафти у пластових умовах приблизно можна оцінити за наступною формулою:

$$\rho_{n,пл} = \left( \rho_{n,c} + \frac{1}{2} G \rho_g \right) / b, \quad (5.2)$$

де  $\rho_{n,пл}$  і  $\rho_{n,c}$  – густини відповідно пластової і сепарованої нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$G$  – об'ємний вміст розчиненого газу у пластовій нафті, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – відносна густина газу;

$b$  – об'ємний коефіцієнт пластової нафти.

Густини нафт вимірюють пікнометрами, вагами Вестфаля й ареометрами.

*В'язкість нафти* – властивість нафти чинити опір переміщенню її частинок у процесі руху. Розрізняють *динамічну, кінематичну і відносну (умовну) в'язкість* нафти. Відповідно до Міжнародної системи одиниць (СІ) динамічна в'язкість  $\mu$  вимірюється у Па·с і визначається як в'язкість середовища, у якому при градієнті швидкості 1 м/с на 1 м<sup>2</sup> шару діє сила тертя 1 Н.

*Кінематична в'язкість*  $\nu$  являє собою відношення динамічної в'язкості  $\mu_n$  до густини  $\rho_n$ . Одиниця виміру кінематичної в'язкості – м<sup>2</sup>/с.

Відносна в'язкість нафти виражається через відношення абсолютної в'язкості нафти до в'язкості дистильованої води (в'язкість якої при  $t = 20$  °С дорівнює 1,000 8 мПа·с). Її визначають віскозиметром Енглера і вимірюють у градусах умовної вязкості (ВУ).

За відотною в'язкістю нафти обчислюють кінематичну  $\nu_n$  за формулою Уббелоде:

$$\nu = 0,0713^0 \text{ ВУ} t - 0,0631 / ^0 \text{ ВУ}. \quad (5.3)$$

Знаючи густину нафти, за формулою  $\mu_n = \nu_n / \rho_n$  визначають її динамічну в'язкість за температури  $t$ .

В'язкість пластової нафти – це властивість нафти, що визначає ступінь її рухливості у пластових умовах і значно впливає на продуктивність і ефективність розробки покладів.

В'язкість пластової нафти різних покладів змінюється від 0,2 мПа · с до 2 000 мПа · с і більше. Найбільш поширені значення 0,8–50 мПа · с. В'язкість пластових нафт зменшується з ростом температури, підвищенням кількості розчинених у них вуглеводневих газів, особливо високомолекулярних; зростає зі збільшенням тиску, підвищенням молекулярної маси нафти, зі збільшенням кількості розчиненого у ній азоту.

Розрізняють нафти: з *незначною в'язкістю* ( $\mu \leq 1$  мПа · с), *малов'язкі* ( $1 < \mu \leq 5$  мПа · с), з *підвищеною в'язкістю* ( $5 < \mu \leq 25$  мПа · с) і *високов'язкі* ( $\mu > 25$  мПа · с).

При фільтрації у пористому середовищі звичайних рідин передбачається дотримання лінійного закону тертя Ньютона, коли дотичні напруження зсуву прямопропорційні градієнту швидкостей рухові шарів рідини відносно один одного.

Залежність швидкості фільтрації  $v$  від градієнта тиску  $grad p$  має форму прямої лінії, що проходить через початок координат. Рідини, що підкоряються закону Ньютона, називаються *ньютонівськими*.

При розробці багатьох родовищ України встановлено порушення прямолінійного закону тертя Ньютона. Залежність швидкості фільтрації від градієнта тиску має вид опуклої кривої стосовно осі градієнта тиску. Такі рідини мають структурно-механічні властивості і називаються *в'язкопластичними*, або *не ньютонівськими*.

В'язкопластичні нафти у стані рівноваги при малих градієнтах тиску мають деяку просторову структуру, утворену колоїдними частинками асфальтеносмолистих речовин, і здатні чинити опір напрузі, що зрушує їх. Із збільшенням градієнта тиску структура нафт починає руйнуватися і при досягненні визначеної напруги зсуву вони починають рухатися як ньютонівські рідини.

В'язкопластичні чи неньютонівські властивості нафти у пластах проявляються при значному вмісті асфальтенів і смол, при початку кристалізації парафіну у нафті (коли пластова температура близька до температури початку кристалізації парафіну), при фізико-хімічній взаємодії пластових флюїдів з пористим середовищем.

Структурно-механічні властивості неньютонівських нафт зникають при їхньому нагріванні і збільшенні швидкостей фільтрації.

*Коефіцієнт термічного розширення нафти*  $a_n$  – характеризує ступінь розширення нафти при збільшенні її температури на 1 °С:

$$a_n = \Delta V / (V_0 \Delta t), \quad (5.4)$$

де  $\Delta V$  – зміна об'єму нафти, м<sup>3</sup>, при зміні температури  $\Delta t$ ;

$V_0$  – початковий об'єм нафти, м<sup>3</sup>.

Розмірність  $a_n$  – 1 / °С.

Коефіцієнт  $a_n$  мало залежить від кількості розчиненого у нафті газу і тиску. Він зростає зі збільшенням температури і молекулярної маси. Для більшості нафт значення коефіцієнта термічного розширення знаходиться у межах  $(1 \div 20) 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ .

*Колориметричні властивості* нафт визначаються вмістом у них асфальтеносмолистих речовин. Якісною характеристикою складу цих речовин у нафті може служити коефіцієнт світлопоглинання. Встановлено, що шари речовини однакової товщини при інших рівних умовах завжди поглинають одну і ту саму частину падаючого на них світлового потоку. Залежність інтенсивності  $I_t$  пройденого світлового потоку від інтенсивності  $I_0$  падаючого (на зразок нафти) потоку описується рівнянням:

$$I_t = I_0 \cdot e^{-K_{\text{сп}} \cdot c \cdot l}, \quad (5.5)$$

де  $K_{\text{сп}}$  – коефіцієнт світлопоглинання;

$c$  – концентрація нафти у розчині;

$l$  – товщина шару розчину.

Розмірність  $K_{\text{сп}}$  –  $1/\text{см}$ . За одиницю  $K_{\text{сп}}$  приймається коефіцієнт світлопоглинання такої речовини, у якій при проходженні світла через шар товщиною 1 см інтенсивність світлового потоку падає у  $l \approx 2,718$  разів. Звичайно коефіцієнт світлопоглинання нафт складає 150–900 од. Коефіцієнт світлопоглинання й оптична густина нафт вимірюються фотоколориметрами.

Колориметричні властивості нафти використовують як індикаторний показник при контролі їх шляхів і напрямків фільтрації у пористому середовищі.

*Газовміст пластової нафти (пластовий газовий фактор)  $G$*  – кількість газу  $V_g$ , розчиненого у одиниці об'єму пластової нафти  $V_{\text{пл.н}}$ :

$$G = V_g / V_{\text{пл.н}}. \quad (5.6)$$

Газовміст виражають у  $\text{м}^3/\text{м}^3$  і визначають при дегазації проб пластової нафти. Величини його можуть становити 300–500  $\text{м}^3/\text{м}^3$  і більше. Для більшості покладів нафт газовміст дорівнює 30–100  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

*Промисловим газовим фактором* називається об'ємна кількість газу,  $\text{м}^3$ , одержана при сепарації нафти, що припадає на 1  $\text{м}^3$  (т) дегазованої нафти. Розрізняють газові фактори: початковий, визначений за перший місяць роботи свердловини, поточний – за будь-який проміжок часу і середній – за період з початку розробки покладу до будь-якої довільної дати.

*Тиск насичення (початок паротворення) пластової нафти* – тиск, при якому починається виділення перших пухирців розчиненого газу з нафти. Пластова нафта називається насиченою, якщо вона знаходиться при пластовому тиску, рівному тиску насичення; недонасиченою – якщо пластовий тиск вищий тиску насичення. Величина тиску насичення залежить від кількості розчинених у нафті газів, від їхнього складу і пластової температури.

Тиск насичення визначають за результатами дослідження відібраних глибинних проб нафти і за експериментальними графіками, які побудовані для кожного родовища зокрема.

*Коефіцієнт стиснення нафти*  $\beta_n$  – показник зміни одиниці об’єму пластової нафти при зміні тиску на 0,1 МПа. Він характеризує пружні властивості нафти й визначається за допомогою співвідношення:

$$\beta_n = \frac{1}{V_0} \cdot \left( \frac{\Delta V}{\Delta p} \right), \quad (5.7)$$

де  $V_0$  – початковий об’єм нафти, м<sup>3</sup>;

$\Delta V$  – зміна об’єму нафти при зміні тиску на  $\Delta P$ .

Коефіцієнт стиснення нафти  $\beta_n$  можна визначити через об’ємні коефіцієнти пластових нафт:

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta p} \frac{b_1 - b_2}{b_1}, \quad (5.8)$$

де  $b_1$  і  $b_2$  – об’ємні коефіцієнти пластової нафти для початкового і поточного значень тисків.

Розмірність  $\beta_n$  – Па<sup>-1</sup>.

Коефіцієнт стиснення нафт зростає зі збільшенням вмісту легких фракцій нафт і кількості розчиненого у них газу, підвищенням температури, зниженням тиску і має значення  $(6 \div 140) \cdot 10^{-10}$  МПа<sup>-1</sup>. Для більшості пластових нафт його величина  $(6 \div 18) \cdot 10^{-10}$  МПа<sup>-1</sup>.

Дегазовані нафти характеризуються порівняно низьким коефіцієнтом стиснення  $\beta_n = (6 \div 140) \cdot 10^{-10}$  МПа<sup>-1</sup>.

*Об’ємний коефіцієнт пластової нафти*  $b$  – це відношення об’єму пластової нафти до об’єму одержуваної з неї сепарованої при стандартних умовах нафти. Він показує, який об’єм займав би 1 м<sup>3</sup> дегазованої нафти у пластових умовах:

$$b = V_{n,пл} / V_{n,д} = \rho_n / \rho_{n,пл}, \quad (5.9)$$

де  $V_{n,пл}$  – об’єм нафти у пластових умовах, м<sup>3</sup>;

$V_{n,д}$  – об’єм тієї ж кількості нафти після дегазації при стандартних умовах, м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – густина нафти при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{n,пл}$  – густина нафти у пластових умовах, кг/м<sup>3</sup>.

При сепарації газу відбувається зменшення об’єму пластової нафти, який оцінюється через коефіцієнт усадки  $u$ :

$$u = \frac{V_{n,пл} - V_{n,д}}{V_{n,пл}} = \frac{b-1}{b}. \quad (5.10)$$

Значення об’ємного коефіцієнта усіх нафт є більшими одиниці й іноді можуть досягати 2–3. Коефіцієнт усадки до 60 %. Найбільш характерні величини об’ємного коефіцієнта 1,2–1,8.

Величина, обернена об'ємному коефіцієнту, називається *перерахунковим коефіцієнтом*  $\theta$ , що слугує для приведення об'єму пластової нафти до об'єму нафти на поверхні:

$$\theta = 1/b = V_{н.д}/V_{н.пл} = \rho_{н.пл}/\rho_n. \quad (5.11)$$

Об'ємний коефіцієнт  $b$  і коефіцієнт усадки нафти  $u$  визначають на основі експериментальних графіків, які побудовані для конкретних нафтових родовищ. Величину  $b$  можна наближено обчислити за даними фракційного складу газу, густин нафти і газу, а також кількості розчиненого газу.

### Склад і фізико-хімічні властивості природних вуглеводневих газів і конденсатів

Природні вуглеводневі гази становлять багатокомпонентні суміші граничних ВГ виду  $C_nH_{2n+2}$  і неуглеводневих сполук: азоту, вуглекислоти, сірководню, інертних газів (He, Ar), парів ртуті і меркаптанів. Основний компонент – метан  $CH_4$ . Вміст його досягає 98 %. До складу природних вуглеводневих газів входять також етан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , нормальний бутан  $n-C_4H_{10}$ , ізобутан  $i-C_4H_{10}$  і більш важкі гомологи метану, об'єднані залежно від способу їхнього визначення як пентани ( $C_5 +$  вищі) або гексани ( $C_6 +$  вищі).

За стандартних умов ( $P = 0,1$  МПа і  $t = 20$  °С) вуглеводневі гази (ВГ) від метану до бутану знаходяться у газоподібному стані. У пластових умовах пентан і вищі можуть знаходитися у розчиненому стані у газах. При зниженні тиску і температури вони виділяються у вигляді рідкої фази, так званого конденсату. Гази, що містять не більше  $75$  г/м<sup>3</sup> важких ВГ ( $C_3, C_4$ ) відносять до «сухих», більше  $150$  г/м<sup>3</sup> – до «жирних».

Природні гази поділяють на такі групи:

- гази, що видобуваються з суто газових родовищ – сухий газ, вільний від важких ВГ;
- газ, що видобувається разом з нафтою (розчинений чи попутний) – фізична суміш сухого газу, пропано-бутанової фракції (жирного газу) і газового бензину;
- газ, що видобувається із газоконденсатних родовищ – суміш сухого газу і рідкого вуглеводневого конденсату.

Конденсат складається з великого числа важких ВГ ( $C_5 +$  вищі,  $C_6 +$  вищі тощо), з яких можна виділити бензинові, лігроїнові, гасові а іноді і більш важкі маслянисті фракції.

Густина газу  $\rho_r$  – маса  $m$  одиниці об'єму газу  $V$ , або відношення молекулярної маси газу  $M$  до об'єму моля  $V_m$ :

$$\rho_r = m/V = M/V_m = M/22,4. \quad (5.12)$$

Одиниця вимірювання – кг/м<sup>3</sup>. Густина газу зазвичай  $0,73$ – $1,0$  кг/м<sup>3</sup>.

Кількість речовини у грамах (кілограмах), рівна молекулярній масі, називається молем (кіломолем). Об'єм моля для всіх газів постійний і дорівнює за стандартних умов 22,4 м<sup>3</sup>.

*Молекулярна маса речовини* – відношення маси молекули даної речовини до 1/12 маси атома ізотопу вуглецю <sup>12</sup>C; безрозмірна величина.

Молекулярна маса природного газу визначається за формулою:

$$M = \sum M_i x_i, \quad (5.13)$$

де  $M_i$   $M_i$  – молекулярна маса  $i$ -го компонента;

$x_i$  – об'ємний вміст  $i$ -го компонента у частках одиниці.

Молекулярна маса природних газів становить 16 ÷ 20.

*Відносна густина природного газу (за повітрям)* – це відношення густини газу  $\rho_{г}$  до густини повітря  $\rho_{пов}$ , взятих при однакових температурі і тиску. Густина повітря  $\rho_{пов}$  за стандартних умов становить 1,293 кг/м<sup>3</sup>, молекулярна маса 29. З ростом температури густина газу зменшується, а з підвищенням молекулярної маси і тиску – зростає.

*Теплота згоряння газу* вимірюється кількістю тепла (кДж), що виділяється при спалюванні 1 м<sup>3</sup> або 1 кг газу. Вища теплота згоряння відповідає сухому газу (без парів води), нижча – вологому (з парами води). Теплота згоряння ВГ зростає зі збільшенням молекулярної маси. Середня теплота згоряння для природних газів дорівнює 351 60 кДж/м<sup>3</sup>.

*В'язкість газу  $\mu_{г}$*  – це сила внутрішнього тертя, що виникає між двома шарами газу, що переміщуються паралельно відносно один одного з різними за величиною швидкостями. В'язкість вуглеводневих газів є незначною. В'язкість сухого газу при  $t = 0$  °С становить  $13 \times 10^{-6}$  Па · с, повітря  $17 \times 10^{-6}$  Па · с.

Зі збільшенням температури при низьких тисках в'язкість газів і повітря збільшується; при значеннях тиску до 4 МПа в'язкість газів мало залежить від тисків, при більш високих тисках – підвищується (табл. 5.1, 5.2, рис. 5.1).

Таблиця 5.1 – Динамічна в'язкість метану

Тиск, МПа	Температура, °С						
	-15	0	18	25	50	75	100
0,1	99,5	105	110	113	120	128	136
1	101	106	111	114	122	129	137
2	103	108	113	116	123	130	138
4	109	114	117	120	127	134	140
6	117	120	123	126	132	138	144
8	127	129	131	133	138	142	148

Таблиця 5.2 – Динамічна в'язкість газів при тиску 0,101 МПа

Газ	Температура, °С					
	0	20	25	50	75	100
Етан	87,1	93,3	94,7	104,0	109,0	117,0
Пропан	76,4	81,5	82,7	89,5	96,0	102,0
<i>n</i> – Бутан	69,5	74,9	76,3	83,0	89,8	96,5
Ізобутан	70,2	75,8	77,3	83,7	90,3	96,5
<i>n</i> – Пентан	63,5	68,1	69,3	75,1	81,1	86,6
Ізопентан	65,0	69,8	70,9	76,6	82,0	87,7
Азот	170,0	180,0	181,0	192,0	202,0	213,0
Вуглекислий газ	139,0	149,0	151,0	164,0	175,0	186,0
Сірководень	120,0	129,0	131,0	142,0	153,0	164,0

В'язкість вуглеводневих газів за однакових умов є меншою, ніж неуглеводневих. Значення в'язкості неуглеводневих природних газів можна визначити за графіком (рис. 5.2).

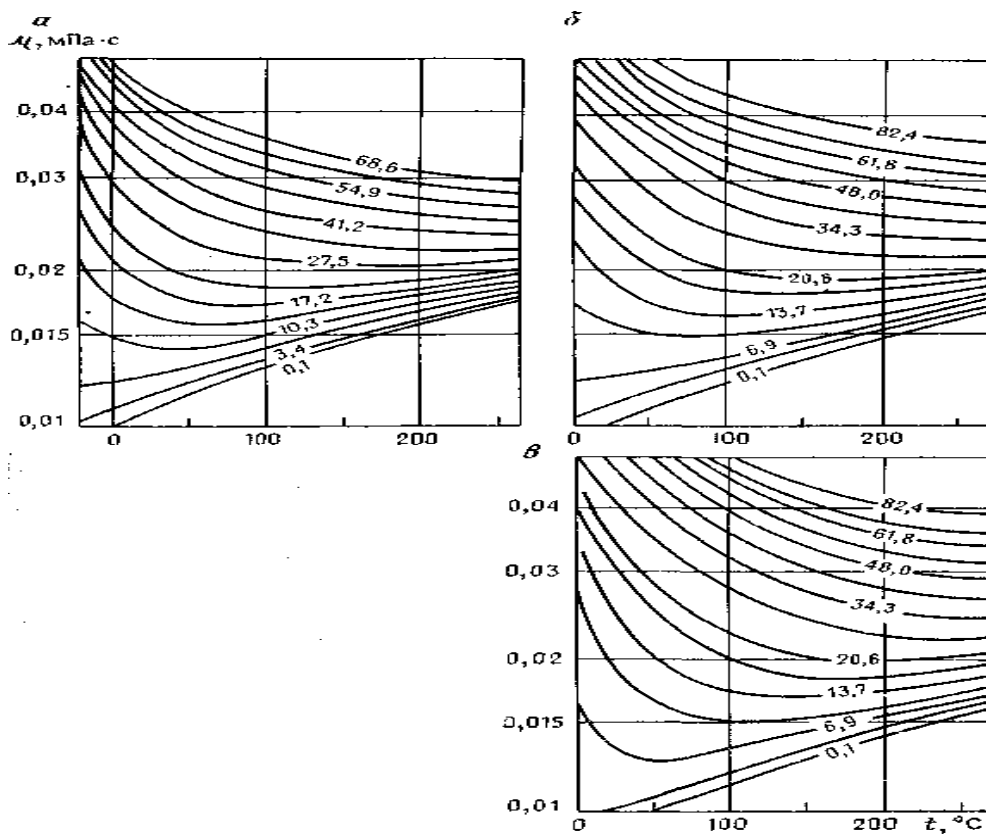


Рисунок 5.1 – Залежність в'язкості природних газів  $\mu$  від температури  $t$  і тиску  $P$  при відносній густині 0,6 – (а), 0,8 – (б), 1,0 – (в)

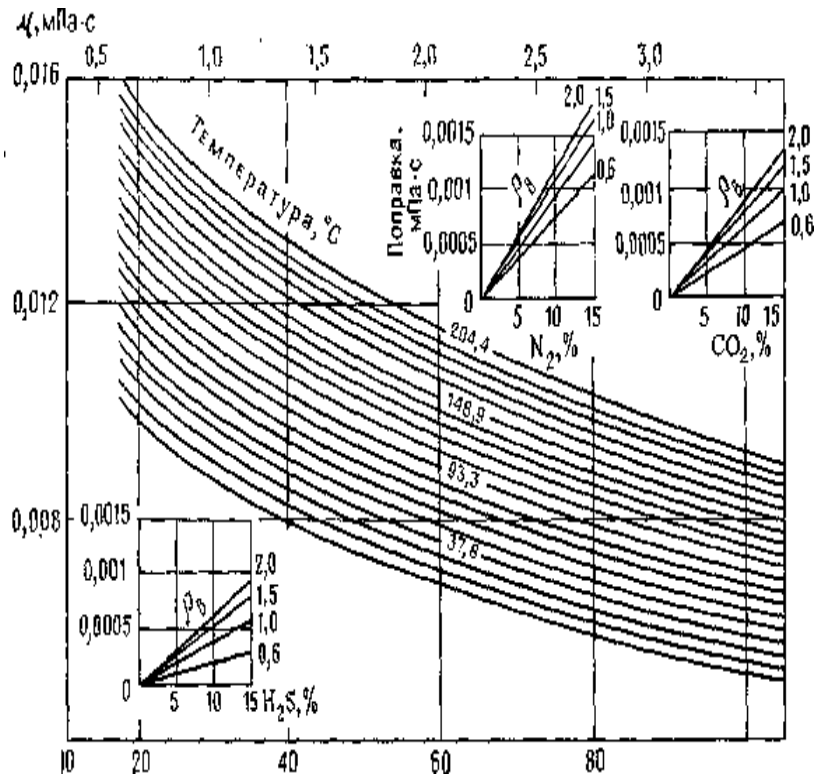


Рисунок 5.2 – Номограма для визначення в'язкості неуглеводневих газів  $\mu_r$  при тиску 0,1 МПа (за Д. Л. Катцом, Д. Корнеллем, Р. Кобаяшину та ін.)

Аналітичну залежність між параметрами (об'ємом, тиском і температурою) газу, яка описує стан газу, називають *рівнянням стану* (ідеального або реального) газу.

*Ідеальним* називається газ, у якому відсутні сили міжмолекулярної взаємодії.

*Рівняння стану ідеального газу* (Клапейрона – Менделєєва) має вигляд  $PV_i = NRT$ , де  $P$  – тиск;  $V_i$  – об'єм ідеального газу;  $N$  – число кіломолей газу;  $R$  – універсальна газова постійна, рівна 8,32 Дж / (моль·К);  $T$  – абсолютна температура, К.

Рівняння Клапейрона – Менделєєва для реальних газів записується у вигляді:

$$PV = zNRT, \quad (5.19)$$

де  $z$  – коефіцієнт стиснення, що є функцією тиску, температури, складу газу і який характеризує ступінь відхилення реального газу від ідеального. Для ідеальних газів  $z = 1$ .

*Коефіцієнт стиснення реальних газів* показує відношення об'ємів рівного числа молів реального  $V_p$  і ідеального  $V_i$  газів при однакових тиску і температурі:  $z = V_p / V_i$ .

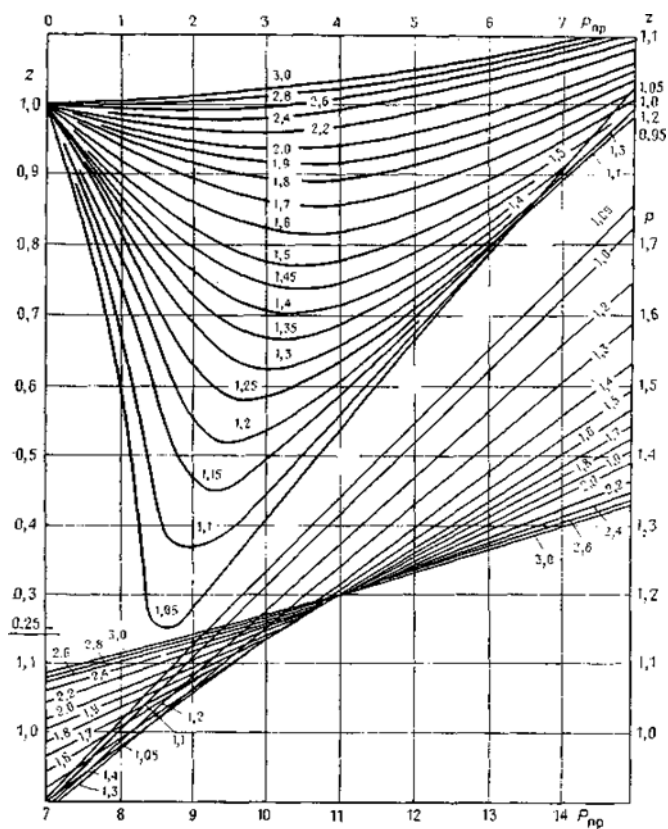


Рисунок 5.3 – Залежність коефіцієнта стиснення  $z$  вуглеводневого газу від приведених псевдокритичних тиску  $P_{пр}$  і температури  $T_{пр}$  (за Р. Брауном)

Коефіцієнт  $z$  визначає величину відношення об'ємів реального газу при пластових  $V_{пл}$  і стандартних  $V_{ст}$  умовах. При цьому він безпосередньо залежить від величини пластового тиску  $P_{пл}$ , Па, і температури,  $K$ :  $z = 0,00289 (P_{пл}/T_{пл}) (V_{пл}/V_{ст})$ .

Більш точно коефіцієнт стиснення визначають експериментальним шляхом за пластовими пробами газу або наближено розраховують за кривими Брауна (рис. 5.3).

За вищеприведеним графіком коефіцієнт  $z$  знаходять залежно від приведених значень псевдо-критичних тиску і температури.

Приведені тиски  $P_{пр}$  і температуру  $T_{пр}$  виражають у частках від критичних тиску  $P_{кр}$  і температури  $T_{кр}$  і для однокомпонентного газу визначають з рівнянь:

$$P_{пр} = P/P_{кр}, T_{пр} = T/T_{кр}, \quad (5.15)$$

де  $P$  і  $T$  – конкретні тиски і температура, для яких визначається  $z$ .

Критична температура  $T_{кр}$  – це така температура, вище якої газ не може переходити у рідкий стан, яким би великим не був тиск. Тиск, що відповідає точці критичної температури, називається *критичним тиском*, інакше кажучи, це граничний тиск, нижче якого, якою б низькою не була температура, газ не переходить у рідкий стан.

Для вуглеводневих газів, що становлять суміш окремих компонентів, величини  $P_{кр}$  і  $T_{кр}$  визначають як середнє арифметичне їхніх значень для

кожного компонента. Ці середні значення називають псевдокритичним тиском  $P_{п.кр}$  і температурою  $T_{п.кр}$ .

Приведені тиск і температуру суміші вуглеводневих газів визначають з рівнянь:

$$P_{пр} = P/P_{п.кр} = P/\sum P_{кр.i} x_i, \quad (5.16)$$

$$T_{пр} = T/T_{п.кр} = T/\sum T_{кр.i} x_i \quad (5.17)$$

де  $P_{кр.i}$  і  $T_{кр.i}$  – відповідно критичні тиск і температура  $i$ -го компонента;  
 $x_i$  – частка  $i$ -го компонента у об'ємі суміші (частки одиниці).

Приведені температуру і тиск для сумішей газів часто називають *псевдоприведеними*.

Якщо відомий об'єм газу  $V_0$  при нормальних умовах ( $P_0$  і  $T_0$ ), тоді об'єм його при інших тисках і температурах ( $P$  і  $T$ ) з урахуванням стиснення можна розрахувати на основі закону Гей-Люсака:

$$V = V_0 \cdot z \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P}, \quad (5.18)$$

де  $T_0 = 273$  К;  $P_0 = 0,103$  МПа.

Для переходу від об'єму, займаного газом у нормальних умовах, до об'єму, займаному ним у пластових умовах, користуються *об'ємним коефіцієнтом пластового газу*, чисельно рівним об'єму, що зайняв би 1 м<sup>3</sup> газу у пластових умовах  $V_{пл.г}$ :

$$b_{г} = V_{пл.г}/V_0, \quad (5.19)$$

$$b_{г} = z \cdot \frac{T_{пл}}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P} = 0,000378 \cdot z \cdot \frac{T_{пл}}{P_{пл}}, \quad (5.20)$$

де  $P_{пл}$  і  $T_{пл}$  – відповідно пластові тиск і температура.

Об'ємний коефіцієнт газу завжди значно менший одиниці, тому що об'єм газу у пластових умовах на два порядки (приблизно у 100 разів) менший, ніж у стандартних умовах.

Закон Гей-Люсака стверджує, що об'єм деякої кількості газу при постійному тиску змінюється прямо-пропорційно зміні абсолютної температури:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1; \quad V_2 = (V_1 T_2)/T_1. \quad (5.21)$$

Іншими словами – усі гази при постійному тиску розширюються однаково на ту саму величину, яку називають коефіцієнтом розширення газу при підвищенні температури на 1 °С:

$$V_1 = V_0(1 + at) = V_0(1 + t/273), \quad (5.22)$$

де  $V_1$  – об'єм газу при температурі  $t$ ;

$V_0$  – об'єм газу при температурі 0 °С;

$a$  – коефіцієнт розширення. Дослідним шляхом встановлено, що  $a = 1/273,16 = 0,0036604$ .

Тиск у всіх газів при постійному об'ємі зростає з підвищенням температури також на  $1/273$  частку того тиску, який мав газ при  $t = 0$  °С:

$$P_1 = P_0(1 + at) = P_0(1 + t/273), \quad (5.23)$$

де  $P_1$  і  $P_0$  – тиск газу при постійному об'ємі при температурах  $t$  і  $0$  °С.

*Закон Бойля – Маріотта* стверджує, що при постійній температурі об'єм однієї й тієї ж маси газу змінюється обернено-пропорційно тиску  $P$ , тобто добуток об'єму даної маси газу  $V$  на абсолютний тиск  $P$ , під яким знаходиться газ, при постійній температурі  $T$  є величиною постійною:

$$V = 1/P = \text{const}; PV = c = \text{const}; V_1/V_2 = P_1/P_2 \\ \text{або } P_1/V_2 = P_2/V_1 = \text{const}. \quad (5.24)$$

Вуглеводневі гази стискаються більше, ніж це впливає з закону Бойля – Маріотта. Тому при визначенні об'єму природних газів у формулу підрахунку запасів газу необхідно ввести поправку на стисливість  $a = 1/z$ . Для знаходження поправки  $a$  за температури  $15$  °С користуються виразом:

$$n = 2,26 \cdot P \cdot (m + 4e + 8d + 3c + 5,5s + 0,22l)/1000, \quad (5.25)$$

де  $n$  – відхилення від закону Бойля – Маріотта, %;

$P$  – манометричний абсолютний тиск;

$m, e, d, c, s, l$  – вміст відповідно метану, етану, пропану, вуглекислоти, сірководню, повітря, %.

Підраховавши по характеру компонентного складу газу величину  $n$ , підставляють у об'ємну формулу поправку  $a = 1 + n / 100$ . При високому вмісті важких вуглеводнів і абсолютному тиску понад  $10$  МПа приведеною вище формулою користуватися не рекомендується.

*Закон Дальтона* формулюється так: загальний тиск газової суміші  $P$  дорівнює сумі парціальних тисків, створюваних кожним окремим газом:

$$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n, \quad (5.26)$$

де  $P_1, P_2, \dots, P_n$  – парціальні тиски компонентів суміші газу.

*Закон Амага* стверджує, що загальний об'єм  $V$ , займаний сумішшю газів, дорівнює сумі парціальних об'ємів компонентів:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n, \quad (5.27)$$

де  $V_1, V_2, \dots, V_n$  – парціальні об'єми окремих газів, приведені до загального тиску.

*Конденсатом* називають вуглеводневу суміш ( $C_5 + C_6 +$  вищі), що знаходиться у газоконденсатному покладі у газоподібному стані і яка випадає у вигляді рідини при зниженні пластового тиску до тиску початку конденсації і нижче його у процесі розробки покладу.

*Тиск початку конденсації* – пластовий тиск, при якому конденсат покладу починає переходити з пароподібного стану у рідкий, що приводить до перетворення однофазної системи у двофазну.

Ступінь насиченості газоконденсатного покладу конденсатом характеризується *конденсатністю*, під якою розуміють вміст рідких ВГ в газі у пластових умовах. Кількісне співвідношення фаз у продукції газоконденсатних родовищ оцінюється *газоконденсатним фактором* – величиною, оберненою конденсатності, що показує відношення кількості добутого ( $\text{м}^3$ ) газу (у нормальних атмосферних умовах) до кількості отриманого конденсату ( $\text{м}^3$ ), що уловлюється у сепараторах. Величина газоконденсатного фактора змінюється для різних родовищ від  $1\ 500\ \text{м}^3/\text{м}^3$  до  $25\ 000\ \text{м}^3/\text{м}^3$ .

Під сирим конденсатом мають на увазі рідкі за стандартних умов вуглеводні ( $\text{C}_5$ +вищі) з розчиненими у них газоподібними компонентами (метаном, етаном, бутаном, пропаном, сірководнем і ін.). Конденсат, що складається при стандартних умовах тільки з рідких вуглеводнів ( $\text{C}_5$ +вищі), називають *стабільним*.

За фізичними властивостями конденсати характеризуються великою розмаїтістю. *Густина стабільного конденсату* змінюється від  $0,6\ \text{г}/\text{см}^3$  до  $0,82\ \text{г}/\text{см}^3$ , *молекулярна маса* – від 90 до 160, вміст сірки від нуля до 1,2 %. *Температура кипіння* основних компонентів знаходиться в межах  $40\text{--}200\ ^\circ\text{C}$ , але є конденсати, кінець кипіння яких знаходиться у межах  $350\text{--}500\ ^\circ\text{C}$ .

Характерна особливість газоконденсатних покладів полягає у перебуванні конденсату і газу в пластових умовах у однофазовому газоподібному стані і підпорядкуванні їх законам зворотної (ретроградної) конденсації.

Сутність зворотного випаровування і конденсації полягає в тому, що при тисках і температурах вищих критичних ізотермічне підвищення тиску призводить до випаровування компонентів суміші, а ізотермічне зниження тиску – до їхньої конденсації.

В зоні докритичних тисків перерозподіл компонентів вуглеводнів між фазами відбувається у звичайній послідовності (пряма конденсація і випаровування), тобто при ізотермічному збільшенні тиску газові компоненти вуглеводневої суміші можуть переходити у рідкий стан, а при ізобаричному підвищенні температури – випаровуватись.

При розгляді явищ ретроградної конденсації необхідно пам'ятати, що для однокомпонентної системи критичною є максимальна температура, при якій ця однокомпонентна сполука ще може бути переведена з газоподібного стану у рідкий шляхом підвищення тиску. Тиск, що відповідає критичній температурі даної сполуки, називається його *критичним тиском*. Точка, у якій обидві фази (рідка і газоподібна) стають ідентичними за своїми властивостями (меніск між ними зникає), називається *критичною точкою*.

На відміну від однокомпонентної системи для вуглеводневої суміші температура і тиск у критичній точці не є максимальними, при них ще можливе існування двох фаз. Для вуглеводневої суміші критичними точками, при яких ще можуть існувати обидві фази, є *крикондентерма*  $T_{\max}$  і *криконденбара*  $P_{\max}$ .

Вверх від кривої точок кипіння існує тільки рідка фаза, нижче кривої точок роси – тільки газова.

У природних умовах подібні явища властиві газоконденсатним родовищам, у пластах яких вуглеводні знаходяться у газоподібному стані, а при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації (точки роси) частково переходять у рідку фазу (конденсат). Родовища цього типу відрізняються від звичайних тим, що у їхньому газі міститься значна кількість високомолекулярних вуглеводнів, що відповідають по температурі кипіння бензиновим, лігроїновим, гасовим і навіть соляровим фракціям.

Випадання конденсату у пласті негативно впливає на його продуктивність, тому що він змочує породи-колектори і залишається у пласті. Якщо флюїд відбирається з пласта при пластовому тиску, що перевищує тиск точки роси, конденсат цілком зберігається у флюїді, що відбирається.

Тиск, при якому випадає найбільша кількість конденсату, називається *тиском максимальної конденсації*.

При визначених тиску і температурі молекули води за допомогою водневого зв'язку утворюють кристалічні решітки, структурні порожнини яких заповнені легкорухливими молекулами газів. Тверді кристалічні сполуки, що утворюються, (клатрати) називають *гідратами газів*.

Умови утворення гідратів визначаються складом газів, тиском і температурою. Кожному вуглеводню властива критична температура гідратоутворення, вище якої яким би не було підвищення тиску неможливо викликати гідратоутворення. За даними Ю. Ф. Макагона, критична температура гідратоутворення (°C) становить: для метану – 21,5; етану – 14,5; пропану – 5,5; ізобутану – 2,5; *n*-бутану – 1,0. Починаючи з пентанів, ВГ не утворюють гідратів. Формули гідратів газів: для метану –  $CH_4 \times 7H_2O$ , етану –  $C_2H_6 \times 8H_2O$ , пропану –  $C_3H_8 \times 18H_2O$  і т. п.

Підвищення температури або зниження тиску супроводжується розкладанням гідратів на газ і воду.

*Густина гідратів* різних газів змінюється в інтервалі від 0,8 г/см<sup>3</sup> до 1,8 г/см<sup>3</sup>. Природні гази утворюють гідрати густиною від 0,9 г/см<sup>3</sup> до 1,1 г/см<sup>3</sup>. Великі скупчення гідратів газів створюють газогідратні поклади, для формування і збереження яких не потрібні літологічні покришки. При відповідних термодинамічних умовах вони самі слугують непроникними екранами для звичайних нафтових і газових покладів. Зони гідратоутворення приурочені переважно до районів поширення вічномерзлих порід, що складають близько 23 % загальної території суші на Землі при глибині промерзання гірських порід 500–700 і навіть 1 000 м.

## Контрольні запитання

1. Які існують пластові флюїди?
2. Що таке нафта, її склад?
3. Як класифікуються нафти за вмістом смол, сірки та парафінів?
4. Дайте характеристику густині та в'язкості нафти.
5. Охарактеризуйте колориметричні властивості нафти.
6. Що Ви розумієте під коефіцієнтом термічного розширення нафти  $a_n$  та коефіцієнтом стиснення нафти  $\beta_n$ ?
7. Що ви розумієте під газовмістом пластової нафти та об'ємним коефіцієнтом пластової нафти?
8. Що становить природний газ?
9. Що становить газовий конденсат?
10. Що таке газогідрати?
11. Що таке ступінь насиченості газоконденсатного покладу?

## 6 ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Вторинне розкриття продуктивних пластів проводиться перфорацією після кріплення свердловини обсадною колоною. Відкриття пласта перфорацією у обсаджених свердловинах є однією з важливих операцій при їх будівництві, оскільки від неї залежить подальший успіх випробування та отримання припливу пластового флюїду.

В загальному випадку при вторинному відкритті пластів перфорацією необхідно подолати шар свердловинної рідини (5–10 мм), стінку обсадної труби (6–12 мм), товщину цементного каменю (залежно від фактичного діаметра свердловини 25–50 мм і більше), а також товщину зони привибиїного закупорювання колектора, яка залежно від типу колектора і впливу на нього негативних факторів відкриття бурінням може бути у межах від 40–50 мм до 100–150 мм і більше. Головне призначення процесу перфорації – здолати вказані вище перепони і встановити гідродинамічний зв'язок пласта з свердловиною, а також забезпечити ефективність проведення різних заходів з інтенсифікації припливів і збільшення проникності привибиїної зони.

Для перфорації використовують стріляючі та гідропіскоструминні перфоратори. За останні роки знаходять все більш широке застосування механічні свердлильні перфоратори та різні ріжучі пристрої, які дозволяють утворювати в обсадних колонах та цементному камені різні щілини. У практиці має застосування хімічне розчинення алюмінієвих або мідних закупорок, які встановлюються у тій частині обсадної колони, яка розміщується в інтервалі залягання продуктивних відкладів.

*Прострілювальні та вибухові роботи* у свердловинах проводяться з метою перфорації обсадних колон і цементу для розкриття нафтогазоносних і водоносних пластів; зрізування у свердловині колон і труб для їх підняття на поверхню; відбору зразків гірських порід у незакріплених свердловинах; відбору проб пластових рідин і газів випробувачами пластів.

*Вибухові роботи* проводяться з метою підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин, відокремлення пластів, очистки фільтрів, звільнення і підняття труб зі свердловини під час аварій, боротьби з поглинанням промивальної рідини під час буріння, ліквідації відкритих фонтанів і гасіння пожеж на свердловинах тощо.

### Прострілювальні роботи у свердловинах

Розкриття пластів виконується з допомогою спеціальних апаратів – *перфораторів*. Для перфорації свердловин використовуються *кумулятивні, кульові й торпедні перфоратори*. Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів на одиницю довжини свердловини визначається конструкцією свердловини і літологією колектора. Кумулятивний заряд складається з вибухівки, детонатора, металеві воронки і захисного корпусу. Під час вибуху детонатора хвиля детонації, переміщуючись вздовж осі заряду, досягає основи кумулятивної виїмки. Продукти вибуху стискають металеву воронку,

створюючи рідинний металевий струмінь вздовж осі металевої воронки. Швидкість струменя досягає 6–8 км/с, що створює тиск до  $10^4$  МПа, глибоко проникає у породу і створює канал значної довжини. Глибина каналу залежить від густини і механічних властивостей матеріалу і обсадної колони, гідростатичного, гірського і пластового тисків, температури та інших факторів.

*Кумулятивні перфоратори* (рис. 6.1) поділяються на дві групи – корпусні й некорпусні. До корпусних належить перфоратори багаторазової і одноразової дії. У таких перфораторах заряди, детонуючий шнур і вибуховий патрон вмонтовані у сталевий герметичний корпус, здатний витримати гідростатичний тиск і дію ударної хвилі під час вибуху.

*Кумулятивні перфоратори багаторазової дії* витримують від 10 до 50 залпів. Перфоратори одноразової дії типу ПКО і ПКС під час пострілу руйнуються. Кумулятивні перфоратори типу ПНКТ, які спускаються на насосно-компресорних трубах, за принципом дії аналогічні перфораторам ПКО і ПКС, але дають змогу розкривати продуктивні пласти з використанням рідини малої густини у умовах депресії і у герметично закритій свердловині без лубрикатора.

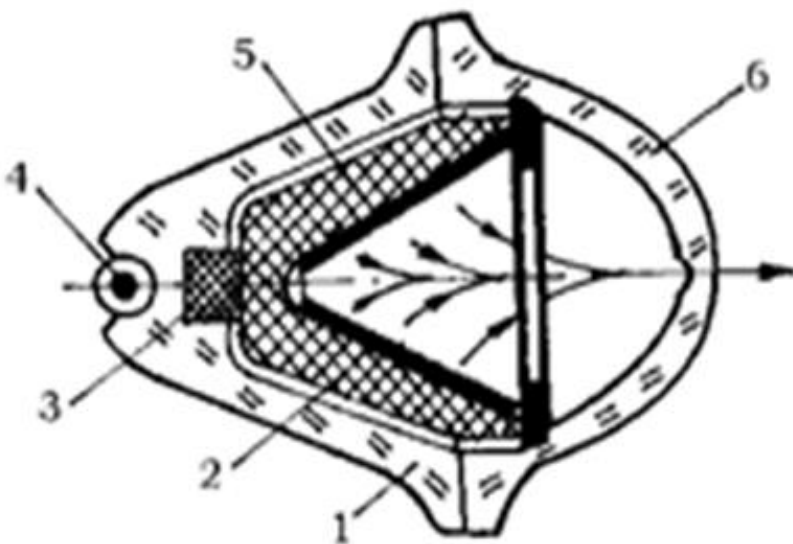


Рисунок 6.1 – Будова кумулятивного заряду:

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

<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/e197e61f-bb46-490c-a70f-2ba5982e8262>

*Некорпусні кумулятивні перфоратори* виготовляються у вигляді гірлянди з окремих зарядів, кожний з яких герметизується і сприймає зовнішній гідростатичний тиск. Під час вибуху корпус заряду руйнується. Застосовуються також некорпусні стрічкові кумулятивні перфоратори типу ПКС. Вони складаються із головки, тонких металевих стрічок, із розташованими у них герметичними кумулятивними зарядами, детонуючого шнура в алюмінієвій оболонці, вибухового патрону і чавунного тягарця. Заряди запресовані у скляні або металеві оболонки.

Пробивна здатність некорпусних перфораторів типу ПКС, КПРУ і корпусних перфораторів одноразового користування типу ПКО і ПКОС вища, ніж корпусних перфораторів багаторазового використання.

Дія кульових і торпедних перфораторів ґрунтується на викиді куль і торпед під дією енергії розширення порохових газів. У кульових перфораторах з вертикально-криволінійними стволами ствол складається з прямолінійної частини, паралельної осі апарату, і викривленої частини для спрямування кулі у стінку свердловини, що дає змогу одержати високу швидкість кулі. Потужні великокаліберні кульові перфоратори залпової дії з вертикально-криволінійними стволами забезпечують високу пробивну здатність куль, які через стінку обсадних колон і цементне кільце проникають у породу, утворюючи у ній глибокий канал і систему тріщин.

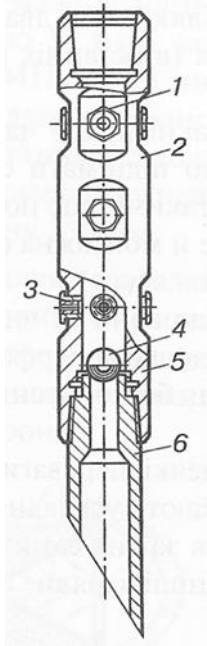


Рисунок 6.2 – Схема гідропіскоструминного перфоратора:

1 – заглушка; 2 – корпус; 3 – насадка; 4 – куля;  
5 – центратор; 6 – хвостовик

<https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/57695>

Кульові і торпедні перфоратори мають сталевий корпус, у якому розташовані порохові камери, стволи з зарядами і кулями і запалювальні пристрої. За послідовністю вистрілювання куль або торпед вони поділяються на апарати залпової дії (всі кулі вистрілюють одночасно) і селективної дії (кулі і торпеди вистрілюють по чергово через різні проміжки часу).

Перфоратори опускаються у свердловину на одноступінчастому броньованому кабелі з допомогою спеціального підйомника. Для запалювання порохових зарядів і підривання детонаторів застосовуються електрозапали і піропатрони різних типів. Для ініціювання підривання зарядів бризагітних вибухових речовин застосовуються капсули-детонатори, електродетонатори, підривні та детонуючі шнури.

Окрім кумулятивних і торпедних перфораторів застосовують *гідропіскоструменеві перфоратори* (рис. 6.2). Для пробивання каналів застосовується струмінь рідини з піском, який під дією великого тиску вилітає із сопла з великою швидкістю. Такий струмінь утворює у колоні, цементному кільці та породі канал для сполучення пласта зі свердловиною. Гідропіскоструменевим перфоратором можна створювати канал у вигляді щілини, обрізувати колону за діаметром з метою виймання її на поверхню, а також руйнувати цементні мости і предмети, залишені на вибої. Дані перфоратори складаються з труби, у якій встановлено декілька сопел. Апарат опускається у свердловину на насосно-компресорних трубах, через які подається під високим тиском рідина з піском.

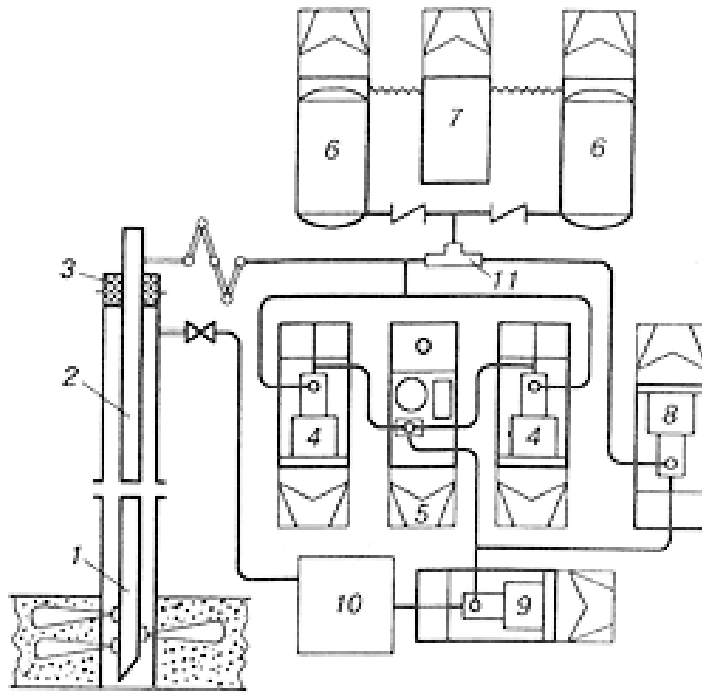


Рисунок 6.3 – Схема обв'язки обладнання під час азотногідропіскоструминної перфорації:

1 – перфоратор; 2 – НКТ; 3 – ущільнення (або сальник); 4, 8, 9 – ЦА;  
 5 – піскозмішувальний агрегат; 6 – азотні установки; 7 – електростанція;  
 10 – резервуар; 11 – ежектор

Залежно від розмірів насадки, перепаду тиску й інших факторів витрата робочої рідини на один канал становить 1–7 м<sup>3</sup>, піску – 50–700 кг.

### Вибухові роботи у свердловинах

Для виконання вибуху у свердловині використовуються так звані торпеди. Вони складаються із засобу для підривання (електрозапал, капсула-детонатор) і шашки вибухової речовини, що підсилює початковий імпульс детонації.

Розрізняють *фугасні* та *кумулятивні торпеди*. *Фугасні торпеди типу ТШ і ТШТ* мають негерметичний тонкостінний корпус із алюмінію, в якому розміщений заряд із циліндричних шашок вибухової речовини, або торпеди з герметичною оболонкою – підривник-патрон. *Кумулятивні торпеди* характеризуються спрямованим вибухом, застосовуються кумулятивні осьові торпеди типу ТКО і ТКОТ і кумулятивні труборізи ТРК.

*Основна задача торпедування при розкритті пласта* – утворення у ньому тріщин великої протяжності. Це здійснюється фугасними зарядами. Для максимального збільшення припливу пластового флюїду використовуються вибухи великих зарядів. Маса вибухівки у таких випадках може досягати декількох тонн.

За даними вибухових робіт ліквідуються неполадки, що трапляються при бурінні: прихоплювання бурового інструменту внаслідок обвалу порід, «прилипання» бурильної колони до стінки свердловини під дією перепаду тиску, заклинювання долота металевими предметами тощо. Прихоплення труб у свердловинах ліквідується способом вигвинчування колони з використанням вибуху, звільнення колони шляхом вибуху, обриву труб вище зони прихоплення тощо. Прихоплені труби обривають з допомогою вибуху і одночасного їх натягу. Для обриву колони використовуються фугасні торпеди і кумулятивні труборізи типу ТРК. За допомогою шнурових торпед проводиться очистка фільтрів свердловин. Заряд при цьому повинен перекривати фільтр.

Для збільшення віддачі та прийомистості пластів-колекторів проводяться різні види робіт: гідророзрив, солянокислотна обробка, промивка гарячою водою, обробка поверхнево-активними речовинами, електронагрів, торпедування і термогазохімічна дія. Висока ефективність методів термогазохімічної дії на пласт досягається з допомогою *порохових генераторів тиску*. Застосовуються порохові генератори тиску, які поділяються на герметичні типу ПТ і ДБК і негерметичні – акумулятори тиску типу АТС. При згорянні порохових зарядів на пласт діють механічний, тепловий і фізико-механічний фактори. Механічний фактор спричиняється до значного збільшення тиску до 100 МПа і більше, у результаті чого пласт розривається. При цьому газорідинна суміш через сформовані канали і тріщини проникає у пласт.

Значну роль у процесі обробки пласта відіграє і тепловий фактор. Під час горіння пороху на поверхні заряду температура сягає 3 500 °С. Частина цього тепла передається породі, що приводить до зниження в'язкості нафти, сприяє плавленню твердих бітумів, а у кінцевому результаті до збільшення припливу нафти.

Фізико-хімічна дія продуктів горіння вуглекислого газу, азоту і хлористого водню проявляється у розчиненні карбонатних порід і цементу, зниженні в'язкості нафти і її поверхневого натягу на контакті з гірською породою. Застосування порохових генераторів тиску ПГТ для розриву пласта найефективніше у нафтових і газових, а також у нагнітальних свердловинах при наявності ущільнених тріщинуватих карбонатних порід і піщаних неглинистих колекторів.

### **Контрольні запитання**

1. У чому суть вторинного розкриття продуктивних пластів?
2. Яке головне призначення процесу перфорації?
3. З якою метою проводяться вибухові роботи під час вторинного розкриття пластів?
4. Які типи пристроїв використовуються для перфорації свердловин і як вони поділяються за принципом дії?
5. Принцип роботи гідропіскоструменевого перфоратора.
6. Яка основна задача торпедування при розкритті пласта?

## 7 ВИКЛИК ПРИПЛИВУ ПРИ ОСВОЄННІ СВЕРДЛОВИН

Освоєння свердловини, обсаженої експлуатаційною колоною, включає у себе такі роботи: встановлення надземного та підземного обладнання, перфорацію, виклик припливу, очистку продуктивного пласта та стимулювання притоку, проведення досліджень з метою визначення кількісної і якісної характеристик пласта і флюїдів, що у ньому.

Ці роботи забезпечують: створення гідродинамічного зв'язку пласта зі свердловиною; приплив нафти чи газу за величиною, близькою до потенційної; збереження цілісності скелету пласта у привибійній зоні; попередження прориву пластової води (нижньої або верхньої) і газу з газової шапки, перетоку рідини між пластами; збереження цілісності експлуатаційної колони; попередження неконтрольованих фонтанних проявів; збереження, відновлення або підвищення проникності привибійної зони свердловини; охорону надр та навколишнього середовища і виконання правил техніки безпеки.

Освоєння свердловин проводиться після випробування експлуатаційної колони на герметичність відповідно з нормативними документами, виходячи з умов проведення запланованих технологічних процесів при освоєнні, експлуатації і ремонті свердловин.

### Умова виклику припливу із пласта

Виклик припливу нафти або газу у свердловину можливий лише за умови, якщо  $P_{\text{пл}} > P_{\text{в}} + P_{\text{дод}}$ , де  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск;  $P_{\text{в}}$  – вибійний тиск;  $P_{\text{дод}}$  – додатковий тиск, необхідний для подолання опорів, які зустрічають рідина або газ, рухаючись до вибою свердловини. Ці опори створюються природними і штучними причинами, що виникають у процесі буріння (забруднення привибійної зони) свердловини.

Якщо у свердловині перебуває стовп рідини з густиною  $\rho$  й висотою  $H$ , то наведеному вище нерівність можна записати у такому вигляді:

$$P_{\text{пл}} > H\rho g + P_{\text{дод}}. \quad (7.1)$$

Пластовий тиск – параметр, який залишається без змін у процесі освоєння свердловини. Таким чином, щоб задовільнити нерівність, можуть змінюватись  $H$ ,  $\rho$ ,  $P_{\text{дод}}$ .

Допустиме значення депресії на пласт при виклику припливу вибирають з урахуванням міцності обсадної колони та цементної оболонки у кільцевому просторі; стійкості колектора за умови, що змикання тріщин для тріщинуватих колекторів можна уникнути.

Допустиму депресію на пласт, виходячи з умов збереження міцності цементної оболонки, визначають за формулою:

$$\Delta P \leq P_{\text{пл}} - (P'_{\text{пл}} - ah), \quad (7.2)$$

де  $P_{\text{пл}}$  – тиск у продуктивному пласті, МПа;

$P'_{пл}$  – тиск у водоносному горизонті або у водонафтовому контакті (ВНК), МПа;

$h$  – висота якісної цементної оболонки між горизонтом або ВНК і найближчим перфораційним каналом;

$a$  – допустимий градієнт тиску на цементну оболонку за обсадною колоною, МПа (не більше 2,5).

Перепад тиску у експлуатаційній колоні залежить від значення зминальних тисків, закладений у проєкті спорудження свердловини, практично перевіряється за даними конструкції експлуатаційної колони.

Допустима депресія, виходячи з умов стійкості привибійної зони пласта, забезпечується при виконанні такого співвідношення:

$$\Delta P \leq \frac{\sigma_c}{2} - k_6(P_T - P_{пл}), \quad (7.3)$$

де  $\sigma_c$  – границя міцності породи на стискання з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом промивальної рідини, МПа;

$P_T$  – вертикальний гірський тиск, МПа;

$k_6$  – коефіцієнт бічного розпору.

Гірський тиск визначається середньою густиною верхніх порід  $\rho_p$  з урахуванням рідини, що у них міститься, та глибини залягання пласта:

$$P_T = 10^5 \rho_p H, \quad (7.4)$$

де  $H$  – глибина залягання пласта, м;

$$\rho_p = 2\,300 \dots 2\,500 \text{ кг/м}^3.$$

Методи освоєння свердловини та виклику рідини і газу з пласта у свердловину, які застосовують у промисловій практиці, базуються на трьох способах зниження протитиску на пласт: зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину, рівня рідини у свердловині, вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти.

Приплив рідини з пласта починається тоді, коли тиск стовпа рідини у свердловині стає меншим від пластового тиску, тобто при створенні депресії на пласт.

Відомо близько двадцяти технологічних процесів виклику припливу з пласта. Розглянемо лише деякі з них.

### **Послідовна заміна промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини**

Виклик фонтану при заміні промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини (на воду або нафту) можливий тоді, коли пластовий тиск перевищує тиск, який створюється на вибій дегазованою нафтою. Перед викликом припливу шляхом зменшення густини рідини, яка заповнює

свердловину, опускають НКТ до фільтрової зони й збирають фонтанну арматуру на гирлі свердловини.

Заміну рідини проводять зворотним промиванням, тобто воду подають у затрубний простір, а промивну рідину (буровий розчин) витісняють на поверхню через колону НКТ. Якщо промивальна ірідина, якою заповнена свердловина, має велику густину ( $1\ 500\ \text{кг/м}^3$  і більше) і високе статичне напруження зсуву, то її замінюють водою не відразу, а поступово. Спочатку у затрубний простір заповнюють промивальну рідину з густиною на  $200\text{--}300\ \text{кг/м}^3$  меншою від густини рідини, яка знаходиться у свердловині. При цьому здійснюється повний цикл циркуляції у свердловині. Аналогічні операції здійснюють до того моменту, поки різниця густин між розчином, який виходить з НКТ, і водою буде дорівнювати  $200\text{--}300\ \text{кг/м}^3$ . З цього моменту у затрубний простір можна подавати воду.

Якщо після промивання водою пласт не проявляє себе, тоді воду у свердловині замінюють нафтою. Під час робіт із заміни промивальної рідини водою або нафтою тиск у затрубному просторі не повинен перевищувати тиску опресування експлуатаційної колони.

За відсутності цементуючого або промивного агрегату промивальну рідину можна замінювати водою за допомогою бурового насоса при малих втулках і наявності двох всмоктуючих клапанів на кожному циліндрі насоса. Якщо метод послідовного зменшення густини рідини у стовбурі свердловини з метою виклику припливу є доволі простим і здійснюється звичайними промивними агрегатами або насосами, то зниження рівня у свердловині – відповідальна операція, яка характеризується великою трудомісткістю і значною тривалістю.

### **Витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом або повітрям**

Суть методу полягає у нагнітанні стиснутого газу або повітря у кільцевий простір свердловини між колонами НКТ та обсадною. Рідина, яка заповнює свердловину, витісняється через НКТ на поверхню. Коли рівень у затрубному просторі буде доведений до підшови труб, газ (повітря) потрапляє у колону НКТ і розгазовує рідину, густина суміші зменшується, тому рівень суміші буде безперервно підвищуватися. Досягнувши гирла свердловини суміш викидається з НКТ. Тиск у затрубному просторі, який підтримується на максимальному рівні під час піднімання суміші до гирла, при викиді різко знижується. При переливанні рідини і викиді суміші тиск на вибої падає і свердловина переходить на фонтанування при якомусь встановленому робочому тиску. Після цього компресор вимикають.

Для нагнітання газу (повітря) у свердловину застосовують пересувні компресори), які підключають до затрубного простору свердловини за допомогою насосно-компресорних труб або труб із швидкознімними з'єднаннями. У більшості випадків, тиску, що підтримується у затрубному просторі, не вистачає для видалення рідини із затрубного простору у труби. У інших випадках міцнісна характеристика експлуатаційної колони не дозволяє

створювати у затрубному просторі свердловини великих тисків, які необхідні для запуску свердловини у роботу. Тому доводиться вдаватися до таких засобів, які дозволяють знижувати пускові тиски. Таких методів зниження тисків є декілька. Розглянемо деякі з них.

### Виклик припливу за допомогою «повітряної подушки»

При цьому методі зниження рівня рідини у свердловині НКТ спускають до верхніх отворів перфорації, компресор і насосний агрегат обв'язують з затрубним простором через трійник (рис. 7.1).

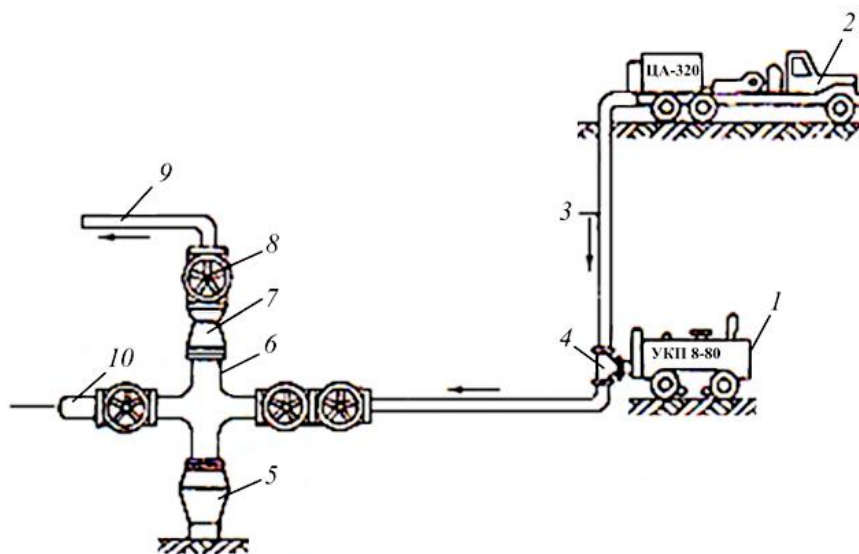


Рисунок 7.1 – Схема обв'язки техніки з гирлом свердловини:

1 – компресор; 2 – насосний агрегат; 3 – маніфольд; 4 – кран;  
5 – колонна головка; 6 – хрестовина; 7 – штуцер; 8 – засувка; 9, 10 – викидні лінії <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

Першим починає працювати компресор, який створює робочий тиск (для УКПІ-80 – 8 МПа) при відкритому затрубному просторі. Потім компресор вимикають і за допомогою насосного агрегату закачують у затрубний простір 10 – 12 м<sup>3</sup> води (залежно від запланованої глибини зниження рівня). Після цього відкривається трубний простір і стисненим повітрям рідина викидається зі свердловини. Таким чином рівень знижується на 1 100–1 200 м.

Розрахункова глибина  $H$  зниження тиску рідини у свердловині цим методом визначається з виразу:

$$H = 0,8 \left( \frac{V_B}{S} + \frac{H_K \cdot P_K}{P_K + 10^4 \cdot \frac{V_B \cdot \rho}{S}} \right) \cdot \left( 1 - \frac{S_{\text{НКТ}}}{S + S_{\text{НКТ}}} \right), \quad (7.5)$$

де  $H_K$  – глибина спуску колони НКТ, м;

$V_B$  – об'єм води, запомпованої на «повітряну подушку», м<sup>3</sup>;

$P_K$  – тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа;

$S_{\text{НКТ}}$ ,  $S$  – відповідно площі внутрішнього перерізу НКТ і кільцевого простору, м;

$\rho$  – густина води, кг/м<sup>3</sup>;

0,8 – дослідний коефіцієнт витрат.

У таблиці 7.1 поміщено співвідношення між глибиною зниження рівня у свердловині, тиском повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води і кількістю запомпованої води.

Таблиця 7.1 – Співвідношення між глибиною зниження рівня у свердловині, тиском повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води і кількістю запомпованої води

Глибина зниження рівня рідини у свердловині, м	Тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа	Кількість води, запомпованої у кільцевий простір, м <sup>3</sup>	Глибина зниження рівня рідини у свердловині, м	Тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа	Кількість води, запомпованої у кільцевий простір, м <sup>3</sup>
400	3,5	5	1 000	9,5	10
500	5,0	5	1 100	12,0	10
600	6,5	5	1 200	8,0	15
700	8,0	5	1 300	11,0	15
800	5,5	10	1 500	8,5	2
900	7,5	10	1 600	10,5	20

### Зниження рівня рідини у свердловині з використанням муфт з пусковими отворами або пускових клапанів

Цей метод є одним з варіантів аерування рідини при виклику припливу.

Якщо у НКТ на деякій віддалі від гирла свердловини під рівнем рідини зробити отвір (установити клапан) і протискувати рідину повітрям (газом), то при зниженні рівня рідини у кільцевому просторі до отвору повітря (газ) проникає всередину НКТ. Внаслідок цього стовп рідини у НКТ аерується (газується), що спричинює викид. Після викиду тиск над отвором у НКТ знизиться, і повітря (газ), проходячи частково в отвір, буде протискувати рідину при тому ж тиску компресора у кільцевому просторі. Таким чином здійснюється зниження рівня й запуск свердловини у роботу.

Віддаль від гирла до місця встановлення пускового отвору (до рівня протискування рідини) визначається з виразу:

$$L = h_{\text{ст}} - \frac{1000 \cdot P_{\text{max}} \cdot d^2}{\rho \cdot g \cdot D^2} - 20, \quad (7.6)$$

де  $\rho$  – відносна густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$h_{\text{ст}}$  – віддаль від гирла свердловини до статичного рівня рідини у свердловині, м;

$P_{\text{max}}$  – максимальний тиск компресора, МПа;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$D$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, мм;

$d$  – внутрішній діаметр НКТ, мм.

У випадку застосування пускових клапанів після аерації та викиду рідини з НКТ отвір у першому клапані за допомогою канатного механізму перекивається і починаються роботи з аерації через наступний, встановлений нижче, клапан.

Клапан (або отвір у муфті) варто розміщувати на 20–25 м вище розрахованого рівня тому, що при відтисненні рівня на розрахункову відстань тиск у кільцевому просторі й у середині НКТ на цьому рівні буде однаковий. А це означає, що повітря (газ) через отвір не буде рухатись.

Віддаль від гирла до місця розташування наступних клапанів визначається так:

$$L_2 = L_1 + \frac{1000(P_{max} - P_1^1)}{\rho \cdot g} - 10, \quad (7.7)$$

$$L_n = L_{n-1} + \frac{1000(P_{max} - P_1^{n-1})}{\rho \cdot g} - 10, \quad (7.8)$$

де  $(P_{max} - P_1^1) \dots (P_{max} - P_1^{n-1})$  – максимальні перепади тиску у першому і наступних клапанах;

$P_1^1 \dots P_1^{n-1}$  – оптимальні тиски у трубах на рівні клапанів (першого та наступних).

Пусковий тиск (в МПа) визначають за такими формулами:

а) для випадку, коли повітря (газ) подається у кільцевий простір:

$$P_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{d^2}, \quad (7.9)$$

де  $h$  – глибина занурення НКТ під статичний рівень;

б) для випадку, коли повітря (газ) подається у середину НКТ:

$$P_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}. \quad (7.10)$$

Недоліком пускових отворів є неможливість встановлення ізоляційних мостів, оскільки внаслідок пропуску протискуючої рідини через отвори може статися прихоплення НКТ цементом.

### **Зниження рівня рідини у свердловині поршнюванням (свабуванням)**

Рівень рідини у свердловині знижують за допомогою спеціального поршня (сваба) зі зворотним клапаном, який допускає перетік рідини через поршень лише у одному напрямку при спуску його у свердловину. Діаметр поршня вибирають за діаметром труб з мінімальним зазором.

Цей спосіб освоєння свердловин використовують при спущених у свердловину насосно-компресорних трубах і встановленій на гирлі фонтанній арматурі.

Поршень, закріплений на штанзі, спускають у НКТ на сталевому канаті за допомогою лебідки від тракторного підйомника або бурового верстата на 100–300 м під рівень рідини і максимально швидко підіймають вверх, видаляючи зі свердловин рідину, яка знаходиться над поршнем. Ці операції

повторюють до зниження рівня на задану глибину або до отримання пластового флюїду.

### **Контрольні запитання**

1. Поясніть технологію освоєння свердловини шляхом послідовної заміни промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини.

2. Поясніть технологію виклику припливу з пласта шляхом витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом або повітрям.

3. Наведіть схему обв'язки техніки з гирлом свердловини та поясніть технологію освоєння свердловини за допомогою «повітряної подушки».

4. Поясніть технологію зниження рівня рідини у свердловині з використанням муфт з пусковими отворами або пускових клапанів.

5. Охарактеризуйте спосіб освоєння свердловини методом поршнювання (свабування).

## 8 ФІЛЬТРАЦІЯ РІДИН ТА ГАЗІВ У ПОРОДАХ-КОЛЕКТОРАХ

### Швидкість фільтрації рідин та газів у пласті

Для оцінки проникності гірських порід користуються лінійним *законом Дарсі*, відповідно до якого швидкість фільтрації рідини у пористому середовищі пропорційна градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості рідини, що фільтрується:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (8.1)$$

де  $v$  – швидкість (лінійна) фільтрації, м/с;

$Q$  – об'ємна витрата рідини за одиницю часу, м<sup>3</sup>/с;

$F$  – площа фільтрації, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамічна в'язкість рідини, Па·с (мПа·с, сПз);

$\Delta P$  – перепад тиску, Па;

$L$  – довжина пористого середовища, м.

У цьому рівнянні здатність породи пропускати рідину характеризується коефіцієнтом проникності –  $k$ :

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P} \quad (8.2)$$

Формула справедлива для визначення проникності під час лінійного (плоско-паралельного) потоку рідини.

Отже,

$$k_p = \frac{Q \cdot \mu_p \cdot L}{F \cdot \Delta P}; \quad \Delta P = P_1 - P_2. \quad (8.3)$$

Для визначення абсолютної проникності породи для газу у цю формулу необхідно підставити *середню витрату газу*:

$$\mu_g = \frac{Q_g \cdot \mu_g \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (8.4)$$

де  $Q_g$  – середня витрата газу (об'ємна витрата газу, приведена до середнього тиску та середньої температури у пласті).

Середній тиск:

$$P_{cp} = \frac{P_1 - P_2}{2}$$

Враховуючи те, що процес фільтрації газу через взірець відбувається ізотермічно (за законом Бойля – Маріотта), одержимо:

$$Q_g = \frac{Q_0 \cdot P_0}{\frac{P_1 - P_2}{2}} = \frac{2Q_0 \cdot P_0}{P_1 + P_2},$$

де  $Q_0$  – витрата газу при атмосферному тиску  $P_0$ ;

$P_1, P_2$  – тиски на вході та виході взірця породи.

Отже, формула для визначення газопроникності буде мати вигляд:

$$k_g = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu_g \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}. \quad (8.7)$$

Розмірності:  $L - \text{м}$ ;  $Q - \text{м}^3/\text{с}$ ;  $\mu - \text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $F - \text{м}^2$ ;  $P - \text{Па}$ .

Одиниця виміру проникності у міжнародній системі одиниць –  $\text{м}^2$ .

За одиницю проникності у  $1 \text{ м}^2$  беруть проникність такого пористого середовища, під час фільтрації якого через вірець площею  $1 \text{ м}^2$ , довжиною  $1 \text{ м}$  та перепаді тиску в  $1 \text{ Па}$  витрата рідини в'язкістю  $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  становить  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$\text{Отже, } k = \frac{\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{м}^2 \cdot \text{Па}} = \text{м}^2.$$

Звідси: якщо  $L = 1 \text{ м}$ ;  $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $F = 1 \text{ м}^2$ ;  $P = 1 \text{ Па}$ , то  $k = 1 \text{ м}^2$ .

Фізична суть проникності "площа" полягає у тому, що проникність характеризує площу перерізу каналів пористого середовища, через які переважно відбувається фільтрація.

Одиниця проникності у  $1 \text{ м}^2$  – величина дуже велика. У природних умовах маємо справу з величинами у трильйони разів меншими. Наприклад, проникність пластів-колекторів нафтових та газових родовищ Прикарпаття у переважній більшості складає  $1-5 \text{ мД}$ , рідко  $5-15 \text{ мД}$  і зовсім зрідка трапляються прошки з більшою проникністю. Деякі більшу проникність мають колектори нафти і газу родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Тут проникність може мати величини від декількох мД до десятків, рідше кількох сотень мД.

Що ж таке  $1 \text{ мД}$ .  $1 \text{ 000 мД} = 1 \text{ Д}$ .

Якщо  $1 \text{ м}^2 = 1 \times 10^{12} \text{ мкм}^2$ , то  $1 \text{ Д} = 1 \text{ мкм}^2$ . Це також величина значна.

Проникність  $1 \text{ Д} = 1 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ ;

$1 \text{ мД} = 1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  або  $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Пласти проникністю  $1 \text{ Д}$  у світовій практиці трапляються рідко.

Формула  $k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P}$  дає можливість визначати проникність під час лінійної плоско-паралельної фільтрації флюїду. У практиці розробки постійно виникає потреба визначення проникності під час *радіальної фільтрації флюїду* під час видобутку продукції із свердловин або під час нагнітання у пласт води, газу чи розчинів активних реагентів з метою підтримання пластового тиску або підвищенням нафтовилучення з продуктивних пластів.

За законом Дарсі:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \quad (8.8)$$

### Гідродинамічна недосконалість свердловин

Приплив пластового флюїду до вибою свердловини, яка вважається гідродинамічно-досконалою характеризується рівнянням Дюпуї (рівняння припливу рідини):

$$Q_c = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h (P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{кж}}}{r_c}\right)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{кж}}}{r_c}\right)}, \quad (8.9)$$

де  $Q_c$  – дебіт свердловини,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$k$  – коефіцієнт проникності пласта в інтервалі перфорації,  $\text{м}^2$ ;

$h$  – ефективна товщина пласта, яка насичена пластовим флюїдом, м;  
 $P_{пл}$  – тиск у продуктивному пласті на контурі живлення свердловини, Па;  
 $P_{виб}$  – тиск у свердловині у інтервалі продуктивного пласта, Па;  
 $\Delta P$  – величина депресії, яка сприяє руху пластового флюїду до вибою свердловини, Па;  
 $\mu$  – динамічна в'язкість рідини, Па·с;  
 $R_{к.ж}$  – радіус контура живлення свердловини, м;  
 $r_c$  – радіус свердловини, м.

За гідродинамічно досконалу приймають таку свердловину, яка розміщена у центрі кругового пласта з радіусом  $R_{к.ж}$ , властивості якого є ізотропними у усіх напрямках, пластовий флюїд рухається до вибою свердловини і є однофазним та нестискуючим. З поданого нижче рисунка (рис. 8.1) видно, що у гідродинамічно досконалій свердловині основна частина перепаду тиску зосереджена у зоні пласта безпосередньо навколо стовбура свердловини.

Якщо приплив флюїду здійснюється від контура живлення, який знаходиться на віддалі 300 м від стінки свердловини радіусом 0,1 м, тоді половина всього перепаду тиску витрачається на просування флюїду у поровому просторі у зоні навколо свердловини лише 5,5 м. А це означає, що привибійна зона відіграє визначальну роль у припливі рідини до свердловини.

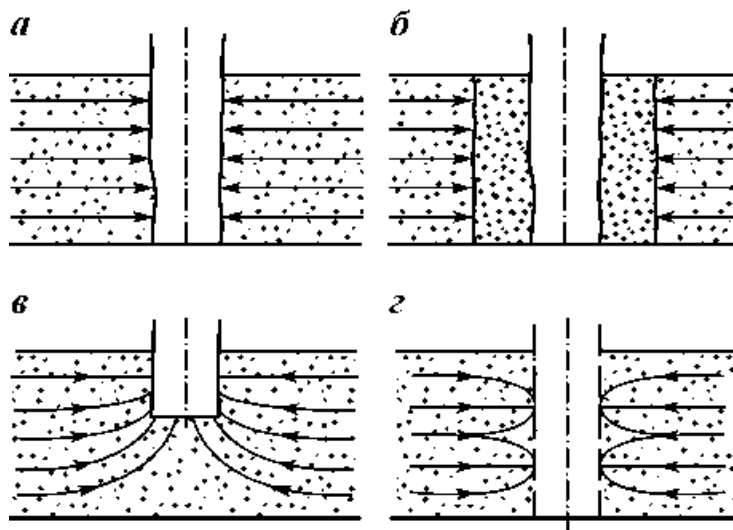


Рисунок 8.1 – Схематичне зображення припливу у гідродинамічно досконалу і гідродинамічно недосконалу свердловини:

*a – гідродинамічно досконала свердловина; б – гідродинамічно недосконала свердловина за якістю; в – гідродинамічно недосконала свердловина за ступенем; г – гідродинамічно недосконала свердловина за характером відкриття продуктивного пласта*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

Приплив флюїду у реальну свердловину відрізняється від припливу у гідродинамічно досконалу свердловину тим, що у привибійній зоні і на вибої свердловини виникають додаткові фільтраційні опори через викривлення і

загущення ліній потоків. Виділяють три типи гідродинамічної недосконалості свердловин:

а) за ступенем відкриття пласта, коли свердловина відкриває продуктивний пласт не на всю його товщину;

б) за характером відкриття пласта, коли зв'язок пласта з свердловиною здійснюється не через відкритий вибій, а через перфораційні канали;

в) за якістю відкриття пласта, коли проникність порового середовища у привибійній зоні є меншою по відношенню до природної проникності пласта.

Відомо, що у загальному випадку у пласті навколо свердловини утворюються дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення фільтрату радіусом  $R_{зп}$  і зона кольматації радіусом  $r_k$  (рис. 8.2). Таку свердловину називають недосконалою за якістю відкриття пласта.

Гідродинамічно досконалою є свердловина з відкритим вибоєм (фільтром) і розкритим на всю потужність однорідним пластом. Приплив пластових флюїдів у таку свердловину описується формулою Дюпюї. Здебільшого свердловини, споруджені буровими підприємствами, є гідродинамічно недосконалими.

Недосконалість за характером розкриття пласта оцінюється коефіцієнтом  $\varphi_c$ . Вона зумовлена припливом пластових флюїдів у стовбур свердловини не через всю його поверхню, а через перфораційні отвори у зацементованій обсадній колоні.

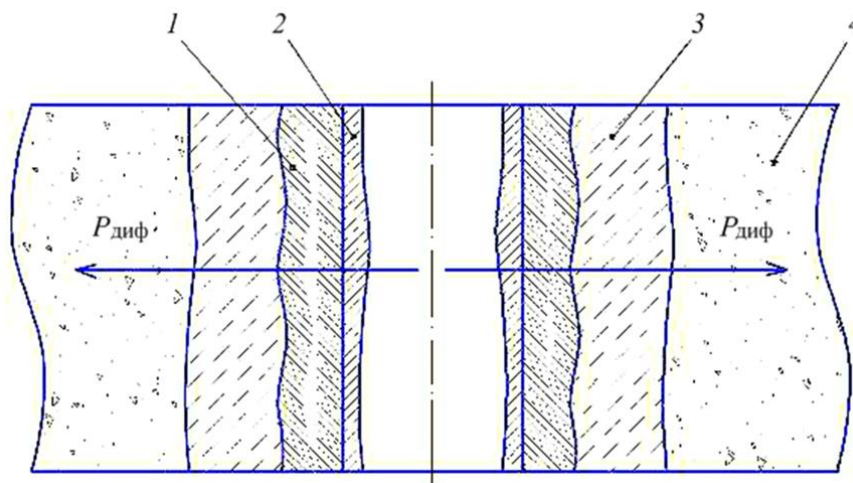


Рисунок 8.2 – Схема привибійної зони свердловини після первинного відкриття продуктивного пласта бурінням:

1 – стінка свердловини; 2 – глиниста кірка; 3 – зона кольматації; 4 – зона проникнення фільтрату промивальної рідини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

Недосконалість за якістю розкриття пласта  $\varphi_s$  спричинена зміною фільтраційного стану порід у привибійній зоні за рахунок забруднення її твердими частинами та фільтратом промивальної рідини і цементного розчину, фізико-хімічної їх взаємодії з породами та пластовим флюїдом, зміною

напруженого стану порід у цій зоні, що є характеристикою неоднорідності у радіальному напрямку.

*Недосконалість за ступенем розкриття пласта* характерна для пластів, у яких внаслідок буріння відкрита лише частина розрізу.

При дослідженні свердловини гідродинамічними методами, побудувавши криві припливу та відновлення тиску, можна визначити коефіцієнт її гідродинамічної недосконалості  $\varphi$ :

$$\varphi = \varphi_c \cdot \varphi_s \quad (8.10)$$

За відомими методами дослідження неможливо знайти окремо кожен складову цілого добутку. Однак, знаючи тип перфоратора, його заряд, визначивши за даними стендових випробувань розміри каналів і ймовірність їх утворення, можна розрахувати:

$$\varphi_c = \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{\ln \left( \frac{\chi r_k}{l_{пл}} \right) + \frac{1}{l_{пл} \cdot n_{я} \cdot n_k} \cdot \ln \left( \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_{пл} \cdot n_{я}} \right)} \quad (8.11)$$

де  $r_k$  – радіус контура живлення, м;

$r_c$  – радіус свердловини, м;

$l_{пл}$  і  $r_{пл}$  – довжина і радіус каналу у пласті за цементним кільцем, м;

$n_k$  – число каналів у горизонтальній площині, шт.;

$n_{я}$  – число ярусів каналів у одному лінійному метрі вертикальної площини, шт.;  $\chi = 4; 2; 1,86; 1,76$  відповідно при  $n_k = 1; 2; 3; 4$ .

Якщо щільність отворів перфорації відома, то коефіцієнт досконалості можна визначити за графіком рисунок 8.3.

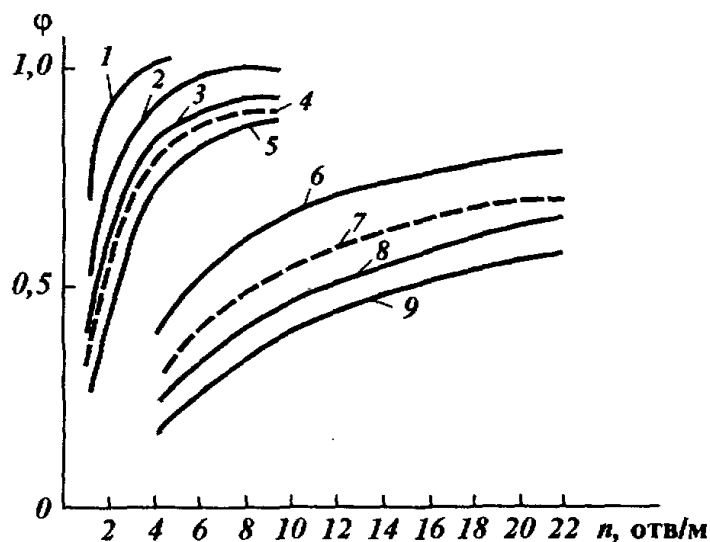


Рисунок 8.3 – Зміна коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловин за характером розкриття пласта залежно від розмірів каналів і щільності перфорації (перша цифра – довжина каналів, мм; друга – радіус каналів, мм): <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

ГПП: 1 – 300, 15; 2 – 200, 38; 3 – 150, 23; 4 – 125, 22; 5 – 100, 19;

КП:  $\sigma_{ст} = 37$  МПа: 6 – ПКС 105 (120, 8); 8 – ПКС 80 (80, 35); 9 – ПК 103 (67, 3);  $\sigma_{ст} = 97$  МПа: 7 – ПКС 105 (90, 5)

Примітка. Ймовірність утворення каналу КП – 50 %, тобто кількість пострілів перфоратора ділиться на два;  $r_k = 100$  м;  $r_c = 0,1$  м.

За допомогою (8.10) знаходять коефіцієнт  $\varphi_s$

$$\varphi_s = \varphi / \varphi_c \cdot \quad (8.12)$$

Таким чином, дослідивши свердловину після перфорації, можна визначити, яка частка недосконалості зумовлена технологією перфорації свердловини, а яка – технологією розкриття пласта та його цементування. Це дає змогу запропонувати обґрунтовані заходи щодо збільшення продуктивності пласта і дебіту свердловини.

### Контрольні запитання

1. Сформулюйте закон Дарсі.
2. Від чого залежить коефіцієнт проникності під час лінійного (плоско-паралельного) потоку рідини?
3. Як визначається коефіцієнт проникності породи для газу?
4. У чому полягає фізична суть проникності?
5. Назвіть одиниці проникності.
6. Як визначається проникність при радіальній фільтрації флюїду?
7. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно-досконалою?
8. Зобразіть схематично приплив пластового флюїду у гідродинамічно досконалу та гідродинамічно недосконалу свердловину по якості, ступеню і характеру відкриття продуктивних пластів.
9. Чим відрізняється приплив флюїду у реальну свердловину від припливу у гідродинамічно досконалу свердловину?
10. Які Ви знаєте типи гідродинамічної досконалості свердловин?
11. Зобразіть схему привибійної зони свердловини після первинного відкриття продуктивного пласта бурінням.

## 9 РЕЖИМИ РОБОТИ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

### Джерела і характеристика пластової енергії

*Енергія* – це фізична величина, яка визначає здатність тіла здійснювати роботу. Робота, стосовно нафтовидобутку являє собою різницю енергії пласта або звільнену пластову енергію, яка потрібна для переміщення нафти у пласті і далі на поверхню. Розрізняють *природну* і у випадку введення із-зовні (з поверхні) – *штучну* пластову енергію. Вони виражаються у вигляді *потенціальної енергії* та *енергії пружної деформації*.

*Потенціальна енергія положення:*

$$E_{\text{п}} = M \cdot g \cdot h_{\text{ст}}, \text{ Дж} \quad (9.1)$$

де  $M$  – маса тіла (пластової чи закачуваної з поверхні води, нафти, вільного газу), кг;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

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

Оскільки маса тіла дорівнює добутку об'єму та густини, то

$$M = V \cdot \rho \quad (9.2)$$

а добуток

$$\rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = V \cdot p, \quad (9.3)$$

то потенціальна енергія положення дорівнює добутку об'єму тіла та створеного ним тиску  $p$ :

$$E_{\text{п}} = V \cdot \rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = V \cdot p, \quad (9.4)$$

де  $V$  – об'єм тіла, м<sup>3</sup>;

$\rho$  – густина тіла, кг/м<sup>3</sup>;

$p$  – тиск, Па.

Отже, чим більша маса  $M$  тіла висота його положення (напір)  $h_{\text{ст}}$ , або об'єм тіла  $V$  і створюваний ним тиск  $p$ , тим більша потенціальна енергія положення.

*Потенціальна енергія пружної деформації, Дж:*

$$E_{\text{д}} = P \cdot \Delta l, \quad (9.5)$$

де  $P = p \cdot F$  – сила, Н, що дорівнює добутку тиску  $p$ , Па, на площу  $F$ , м<sup>2</sup>.

$\Delta l$  – лінійна деформація (розширення), м.

Оскільки приріст об'єму

$$\Delta V = F \cdot \Delta l, \quad (9.6)$$

тоді

$$E_{\text{д}} = p \cdot \Delta V. \quad (9.7)$$

Приріст об'єму при пружній деформації можна подати, виходячи із закону Гука, через об'ємний коефіцієнт пружності середовища:

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (9.8)$$

Тоді потенціальна енергія пружної деформації буде:

$$E_d = \beta \cdot V \cdot p \cdot \Delta p \quad (9.9)$$

де  $\beta$  – коефіцієнт об'ємної пружності середовища,  $\text{Па}^{-1}$ ;

$\Delta p$  – приріст тиску при зміні об'єму  $\Delta V$ ,  $\text{Па}$ .

Значить, чим більші пружність і об'єм  $V$  середовища (води, нафти, газу, породи), тиск  $p$  і можливе значення тиску  $\Delta p$ , тим більша потенціальна енергія пружної деформації.

Кількість пластової води і вільного газу визначається розмірами відповідно водоносної області і газової шапки, а кількість розчиненого у нафті газу – об'ємом нафти і тиском насичення нафти газом. Кількість розчиненого газу можна подати за законом Генрі

$$V_r = \alpha_p \cdot p_n \cdot V_n, \quad (9.10)$$

або

$$V_r = \Gamma_o \cdot V_n, \quad (9.11)$$

де  $V_r$  – об'єм розчиненого газу у нафті, приведений до нормальних умов,  $\text{м}^3$ ;

$\alpha_p$  – коефіцієнт розчиненого газу у нафті, причому  $\alpha_p$  варто розглядати як функцію тиску  $\alpha_p/p_n$ ,  $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$ ;

$\Gamma_o$  – газовміст (газонасиченість) пластової нафти (за пластових умов) або об'єм розчиненого газу, який вимірюється за опмальних умов і міститься в одиниці об'єму пластової нафти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Поклад нафти має також деяку енергію температурного розширення нафти, що зумовлюється величиною пластової температури.

Отже, основними видами пластової енергії є такі:

- 1) енергія напору (положення) пластової води (контурної, підшовної);
- 2) енергія розширення вільного газу (газу газової шапки);
- 3) енергія пружності (пружної деформації рідини, води, нафти) і породи;
- 4) енергія напору (положення) нафти;
- 5) енергія температурного розширення флюїдів.

*Характеристиками пластової енергії можна назвати:*

- пластовий тиск;
- пружність рідини (води, нафти), вільного газу і породи;
- об'єм води і вільного газу, які пов'язані з нафтовим покладом; газовміст нафти;
- пластова температура.

Енергії цих видів можуть проявлятися у покладі сумісно, причому енергія пружності нафти, води, порід проявляються завжди. Наприклад у нафтових покладах у присклепінній частині активну роль відіграє енергія розширення

газу газової шапки, а у приконтурних зонах – енергія напору або пружності пластової води. У нафтовому покладі видобувні свердловини які розміщені поблизу зовнішнього контуру нафтоносності залежно від темпу відбору нафти можуть створювати такий екрануючий ефект що у центрі покладу діятиме переважно енергія розширення розчиненого газу який виділився із нафти хоч на периферії відбувається активний прояв енергії напору чи пружності пластової води. Штучну енергію вводять у пласт при закачуванні у нагнітальні свердловини води газу пари чи інших витісняючі агентів. Отже, проявами певного виду енергії можна керувати, а саму пластову енергію поповнювати із поверхні.

У процесі видобутку нафти пластова енергія витрачається на подолання різних сил опору (внутрішнє тертя у флюїдах, між фазами флюїдів, тертя об обмежуючі потік стінки пор, підйомні труби тощо) гравітаційних (при підйомі нафти на поверхню) і капілярних (ефект Жамена) сил при переміщенні нафти і проявляється при зниженні тиску. Завдяки пластовій енергії нафта рухається по пласту до видобувних свердловин і може у деяких випадках також підніматися у свердловині на поверхню і транспортуватись по трубопроводах до пункту її збору. Задача технолога полягає у тому, щоб пластову енергію використати для видобутку нафти найраціональніше.

### Тиски у надрах

Розрізняють два види тисків у надрах – гідростатичний і геостатичний (гірничий, літостатичний). *Гідростатичний тиск* – це тиск, що створюється стовпом води за умови нерозривності водної фази у породах («водяного стовпа»), а *гірничий* – що створюється вищезалігаючими породами.

Величина гідростатичного тиску тісно пов'язана із зонами водообміну. *Водонафтогазоносними комплексами, горизонтами* називають стратиграфічні комплекси і горизонти, які вміщують поклади нафти, газу або газоконденсату та водоносні породи. За покладами вуглеводнів виділяють нижні крайові (контурні чи законтурні), підшовні (внутрішньоконтурні), проміжні, верхні крайові, верхні і нижні води, у газових – залишкові і конденсатні. Розрізняють зональність підземних вод гідродинамічну, за сольовим та газовим складом.

На формування загальності підземних вод у основному впливають такі чинники: седиментаційного накопичення первинних вод у осадових відкладах; літогенезу і відтиснення вод при ущільненні осадів; ті, що впливають на фільтрацію у пластах-колекторах.

У загальному плані здебільшого виділяють три гідродинамічні і гідрогазохімічні зони:

- вільного (активного) водообміну;
- затрудненого водообміну;
- застійного режиму (надзвичайно затрудненого водообміну).

*Зона вільного водообміну* займає верхні частинки розрізу до глибин 300–700 м. У межах зони відбувається інтенсивний рух води із швидкістю від десятка сантиметрів до метрів і більше за рік, температура не перевищує 20 °С.

Води звичайно прісні або слабо мінералізовані, інфільтраційного походження, різних генетичних типів за В. О. Суліним. У районах розвитку галогенних відкладів мінералізація може бути вищою. У водах цієї зони містяться переважно атмосферні гази (азот, кисень, діоксид, вуглець). Реакція води – лужна, середовище – окислене.

*Зона затрудненого водообміну* залягає на глибинах 500–1 500 м. У межах зони води рухаються від областей інфільтрації до занурених частин басейну із швидкістю від одиниць до десятків сантиметрів за рік. Температура тут звичайно змінюється у діапазоні 20–40 °С. Води хлор-кальцієві, іноді хлоридо-магнієві, гідрокарбонатнонатрієві з більшою мінералізацією (5–10 г/л). У водах розчинені звичайні гази змішаного (азотовуглеводного і вуглеводневоазотного) складу. У цій зоні окислювальна обстановка змінюється перехідною (окислювально-відновною).

*Зона застійного режиму* займає нижні частини осадової товщі і залягає на глибинах 1 500–4 000 м. Напори води значною мірою визначаються гірничим тиском, рух води дуже сповільнений (до кількох міліметрів за рік). Температура води тут 40–100 °С. Води звичайно високомінералізовані, хлоридно-кальцієвого типу, головним чином седиментаційного походження. У верхній частині зони переважають води-захоплення, з глибиною зростає роль вод відтиснення і літогенних вод. А це призводить до гідагеологічної інверсії (обернення), яка виражається у зменшенні мінералізації (розпріснення). Гази, розчинені у цих водах, переважно вуглеводневого складу (поряд з метаном відзначається підвищений вміст його гомологів), зростає вміст діоксиду вуглецю. Геохімічна обстановка – повсюдно відновлювальна.

*Пластовий тиск* – це тиск флюїдів у конкретному пласті. У верхній зоні вільного водообміну осадової товщі пластовий тиск за своєю природою є гідростатичним.

Для більших глибин ввели поняття умовного гідростатичного тиску, тобто тиску стовпа прісної води густиною 1 000 кг/м<sup>3</sup> за висотою, що дорівнює глибині залягання пласта. Оскільки густина пластових вод звичайно змінюється у межах 1 000–1 200 кг/м<sup>3</sup>, то пластовий тиск вважають нормальним гідростатичним, якщо він відрізняється від умовного гідростатичного не більше, ніж в 1,2 рази.

На практиці зустрічаються відхилення від цього у більшу чи меншу сторони. У зонах затрудненого водообміну за рахунок ущільнення (зменшення пористості) і виділення флюїдів, відтік яких затруднений, пластовий тиск перевищує гідростатичний. Виникає аномально високий пластовий тиск (АВПТ). Зменшення тиску нижче гідростатичного може відбутися при розщільненні порід, збільшенні пористості і тріщинуватості.

Загалом пластовий тиск (в Па) визначається:

$$p_{\text{пл}} = k_a \cdot H \cdot \rho \cdot g, \quad (9.12)$$

де  $k_a$  – коефіцієнт аномальності тиску;

$H$  – глибина залягання пласта, що розглядається, м;

$\rho$  – густина прісної води, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

Якщо  $k_a > 1,2$ , то тиск називають аномально високим пластовим тиском, а при  $k_a < 1$  – аномально низьким (АНПТ). Звідси, *коефіцієнт аномальності* – це відношення фактичного пластового тиску до умовного гідростатичного, тобто

$$k_a = \frac{p_{\text{пл}}}{p_{\text{гст}}}. \quad (9.13)$$

За верхню границю АВПТ звичайно беруть гірничий (геостатичний) тиск, що у 2,3 рази перевищує умовний гідростатичний. Гірничий тиск:

$$p_{\text{Г}} = H \cdot \rho_{\text{п}} \cdot g, \quad (9.14)$$

де  $\rho_{\text{п}}$  – середня густина вищезалігаючих насичених порід,  $\rho_{\text{п}} = 2\,300\text{--}2\,600$  кг/м<sup>3</sup>.

Отже, при заглибленні у надра на кожні 100 м пластовий тиск зростає приблизно на 1 МПа, а гірничий – на 2,3–2,6 МПа.

Зазначимо, що у нафтових (особливо газових) покладах завжди спостерігається надлишок тиску порівняно з гідростатичним тиском. Це зумовлено різницею густин нафти (газу) і води. А гірничий тиск визначається також різними тектонічними напруженнями.

*Пластова температура.* Середня температура поверхні Землі становить наближено 15 °С, а її коливання проникають на обмежену глибину. Добові коливання згасають на глибині 1–2 м, а сезонні на глибині 10–30 м. Глибину згасання сезонних коливань називають *нейтральним рівнем (шаром)*, температура якого стала і дорівнює середньорічній температурі ґрунту в даній місцевості. Вона на 1–2 °С менша середньорічної температури повітря. Нижче нейтрального шару температура порід практично стала у часі, але із зануренням у надра Землі зростає.

Температурне поле порід зумовлене відпливанням теплової енергії із надр Землі, на яке накладаються різні за інтенсивністю і тривалістю процеси тепловиділення, що ускладнені умовами теплопередачі. Ці особливості відображає *геотермічний градієнт*  $\Gamma_{\text{T}}$ , який становить зміну температури  $T$  при зміні глибини  $z$ :

$$\Gamma_{\text{T}} = \text{grad}T = \frac{dT}{dz}. \quad (9.15)$$

У геологічній літературі геотермічний градієнт часто відносять до 100 м. Величина, обернена до геотермічного градієнта, називається *геотермічним ступенем*. Геотермічний градієнт різний для різних глибин (шарів порід) і територій (0,014 – 0,035 К/м); середньостатичне значення 0,03 К/м; в активних тектонічних зонах може досягати 0,12 К/м. Геотермічний градієнт усереднюють для всього розрізу порід і тоді температуру пласта,  $K$ , залежно від глибини можна записати рівняння геотерми:

$$T = T_0 + \Gamma_{\text{T}} \cdot z, \quad (9.16)$$

де  $T_0$  температура нейтрального шару, К;

$z$  – глибина залягання пласта, яку відраховують від нейтрального шару, м.

Часто глибину  $z$  відраховують від поверхні Землі, тоді за температуру  $T_0$  беруть величину, яку отримують екстраполяцією геотерми до осі температур. Для Передкарпаття, наприклад,  $T_0 = 300$  К,  $\Gamma_T = 0,023$  К/м, а значить на глибині  $z = 2000$  м температура  $T = 328$  К (55 °С).

До процесів, які генерують теплоту, відносять ядерні реакції (радіоактивний розпад елементів) і гравітаційну диференціацію речовини. Допускається, що при вибірковому витоппленні у мантиї утворюється матеріал зменшеної густини, який намагається переміститися вгору.

Ті структури, до коренів яких підходить відносно легка речовина, яка несе з собою додаткові порції теплоти, характеризується вищим значенням теплового потоку, тобто градієнта температури. Так, у межах басейнів молодих платформ і геосинклінальних областей щільність теплового потоку і геотермічні градієнти у середньому у 2–3 рази вищі, ніж на щитах і древніх платформах. Зокрема, для Карпат геотермічний градієнт становить 0,02–0,035 К/м, а для Українського щита – 0,06–0,09 К/м.

Вихід теплоти, що генерується у надрах, здійснюється двома шляхами: *кондуктивним* – через теплопровідність гірських порід, і *конвективним* – через флюїди. За питомим тепловим опором виділяють теплопровідні товщі (метаморфічні, магматичні, карбонатні і галогенні породи) та теплоізолюючі (глини, вугілля, сухі і газонасичені рихлі породи). За величинами геотермічного градієнта можна судити про розподіл кондуктивного теплового потоку. Великі глинисті товщі погано проводять теплоту, у них значення геотермічного градієнта досягає  $4,7 \times 10^{-2}$  К/м.

Конвективний теплоперенос значною мірою зумовлений динамікою водних мас. Роль підземних вод у перерозподілі теплового поля полягає у зміщенні і розсіюванні висхідних теплових потоків при латеральному русі вод від областей інфільтрації до областей розвантаження. У артезіанських басейнах відносна роль участі підземних вод у перерозподілі теплоти зменшується у міру переходу від зони вільного до зони дуже затрудненого водообміну.

Встановлено також, що присутність у пластах нагромаджень вуглеводнів призводять до підвищення щільності теплового потоку.

### **Режими роботи нафтових покладів**

*Режимом роботи покладу* називають прояв переважаючого виду пластової енергії у процесі видобутку нафти.

Розрізняють шість режимів: пружний, водонапірний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний, змішані. Такий поділ на режими у «чистому вигляді» дуже умовний. При реальній розробці родовищ переважно спостерігаються змішані режими. Але виділення окремих режимів з позицій видобутку нафти уможливило рельєфніше описати тенденції у зміні умов, при яких працює свердловина.

*Пружний режим.* Умова пружного режиму – перевищення пластового тиску  $p_{пл}$ , точніше тиску у всіх точках пласта, над тиском насичення нафти газом  $p_n$ . При цьому вибійний тиск  $p_v$  не менший за тиск насичення:  $p_v \geq p_n$ . Нафта перебуває у однофазному стані. Приплив нафти до свердловини відбувається за рахунок енергії пружності (пружного розширення) нафти, зв'язаної води і породи. При зниженні тиску збільшується об'єм нафти і зв'язаної води, зменшується об'єм пор чи тріщин, а відповідний об'єм нафти надходить у свердловини. У міру розширення депресійних воронки пружний режим переходить у одну із своїх різновидностей – у замкнуто-пружний режим, коли поклад обмежений, або пружно-водонапірний режим, коли поклад не обмежений і оточений законтурною водою. В останньому випадку проявляється також енергія пружного розширення води і порід водоносної області та енергія напору крайових вод водоносної області.

У початковий період проявлення пружного режиму значно знижується тиск при сталому відборі нафти (або знижується поточний дебіт при сталому вибійному тиску). При переході у пружно-водонапірний режим темп зменшення вибійного тиску (чи дебіту) сповільнюється, а при посиленні ролі енергії напору води вибійний тиск (чи дебіт) може стабілізуватися, тобто пружний режим перейде у водонапірний.

Газовий фактор залишається незмінним на рівні газонасиченості. У міру того, як нафта буде заміщатися водою при пружно-водонапірному режимі, у продукції свердловин з'явиться вода і зростатиме обводненість продукції.

*Водонапірний режим.* За цього режиму нафта у однофазному стані ( $p_v \geq p_n$ ; розчинений газ не виділяється) витісняється до нафтових свердловин водою. Водонапірний режим у «чистому вигляді» спостерігається тоді, коли настає рівновага (баланс) між відбором із покладу рідини (нафти, води) і припливом законтурної води у поклад (його ще називають *жорстким водонапірним режимом*). Така рівновага можлива за рахунок припливу із законтурної області, або закачування з поверхні потрібної кількості води. Тиск у покладі і вибійні тиски тоді є сталими (повна компенсація відбору закачуванням), газовий фактор стабільний (на рівні газонасиченості), обводненість продукції зростає, дебіти свердловин щодо рідини змінюються (переважно збільшуються, оскільки найчастіше в'язкість нафти більша в'язкості води).

Виділення цього режиму сприяє успішному і достатньо надійному проектуванню процесу видобування нафти. Порушення рівноваги між відбором рідини і надходженням води призводить до того, що починають відігравати роль енергії інших видів: при збільшенні надходження води – *енергії пружності*; при зменшенні надходження води (збільшенні відбору) і зниженні тиску нижче тиску насичення – *енергії розчиненого газу*.

*Режим розчиненого газу.* Він зумовлений проявом енергії розширення розчиненого у нафті газу, при зниженні тиску насичення. Зниження тиску нижче значення  $p_n$  супроводжується виділенням із нафти раніше розчиненого у ній газу. Пухирці цього газу, розширюючись, просувають нафту і самі переміщуються по пласту до вибоїв свердловин. Частина пухирців газу сегресує (спливає), накопичуючись у склепінні структури і утворюючи газову шапку.

Режим розчиненого газу у чистому вигляді може проявитися у пласті, який містить нафту, повністю насичену газом (початковий тиск  $p_{пл} = p_n$ ). Цей режим проходить у дві фази. Впродовж першої фази депресійна воронка кожної свердловини розширюється до злиття з воронками інших свердловин або до природної границі пласта (контур нафтоносності). У другій фазі відбуваються загальне зниження пластового тиску у покладі і на лініях злиття депресійних воронок або на границі пласта. Для нього характерні високий темп зниження пластового тиску (відборів нафти) і неперервна зміна газового фактора (відношення витрати видобувного газу, зведеного до стандартних умов, до витрати дегазованої нафти): спочатку збільшення до максимального значення, потім зменшення. Якщо поклад характеризується деяким перевищенням початкового пластового тиску  $p_{пл}$  над тиском насичення  $p_n$ , то у початковий період при зниженні тиску до значення  $p_n$  він працює за рахунок енергії пружності або за рахунок енергії пружності і напору вод. Якщо  $p_{виб} < p_n$ , то енергія розширення газу поєднується з цими енергіями.

*Газонапірний режим (режим газової шапки).* Він зв'язаний з переважним проявом енергії розширення стисненого вільного газу газової шапки. Під *газовою шапкою* розуміють скупчення вільного газу над нафтовим покладом, тоді сам поклад називається нафтогазовим (або нафтогазоконденсатним). Залежно від стану тиску у газовій шапці розрізняють газонапірний режим двох видів: *пружний* і *жорсткий*.

При *пружному газонапірному режимі* у результаті деякого зниження тиску на газонафтовому контакті (ГНК) внаслідок відбору нафти починається розширення об'єму вільного газу газової шапки і витіснення ним нафти. У міру відбору нафти з покладу тиск газу зменшується.

*Жорсткий газонапірний режим* відрізняється від пружного тим, що тиск у газовій шапці у процесі відбору нафти залишається сталим. Такий режим у чистому вигляді можливий лише при безперервному закачуванні у газову шапку достатньої кількості газу або ж у разі значного перевищення запасів газу над запасами нафти у об'ємних одиницях за пластових умов, коли тиск у газовій шапці зменшується незначно у міру відбору нафти.

В умовах проявлення газонапірного режиму початковий пластовий тиск  $p_{пл}$  (на рівні ГНК) дорівнює тиску насичення  $p_n$ . Тому при створенні депресії тиску відбувається виділення розчиненого газу і нафта рухається по пласту за рахунок енергії його розширення. Частина газу сегрегує у підвищенні зони і поповнює газову шапку. Це сприяє сповільненню темпів зниження пластового тиску, а також зумовлює мале значення газового фактора для свердловин, віддалених від ГНК. Свердловини, розташовані поблизу ГНК, характеризуються дуже високим значенням газового фактора внаслідок проривів газу.

*Гравітаційний режим.* Цей режим починає проявлятися тоді, коли діє потенціальна енергія напору нафти (гравітаційні сили), а інші енергії виснажились. Виділяють такі його різновиди:

– гравітаційний режим з *рухомим контуром нафтоносності (напірно-гравітаційний)*, при якому нафта під дією власної ваги переміщується вниз за

падінням круто залягаючого пласта і заповнює його понижені частини, дебіти свердловин невеликі та сталі;

– гравітаційний режим з *нерухомим контуром нафтоносності* (з вільною поверхнею), при якому рівень нафти розміщений нижче покрівлі горизонтально залягаючого пласта; дебіти свердловини менші за дебіти при напірно-гравітаційному режимі і з часом повільно зменшуються.

*Змішані режими.* Режим, при якому можливий одночасний прояв енергії розчиненого газу, пружності і напору води, називають *змішаним*. Його розглядають часто як витіснення газованої нафти (суміші нафти і вільного газу) водою при зниженні  $p_{\text{виб}}$  нижче  $p_{\text{н}}$ . Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати  $p_{\text{н}}$  або бути вищим від нього. Такий режим проходить у кілька фаз: спочатку проявляється енергія пружності нафти і породи, потім підключається енергія розширення розчиненого газу і далі – енергія пружності та напору водонапірної області. До такого складного режиму відносять також поєднання газо- і водонапірного режимів, (газоводонапірний режим), яке інколи спостерігається у нафтогазових покладах з водонапірною областю. Особливість такого режиму – двостороння течія рідини: на поклад нафти одночасно наступають ВНК і ГНК. Нафтовий поклад поточкорозділювальною поверхнею (площиною, на карті лінією) умовно розділяється на дві зони: яка розробляється при газонапірному режимі і при водонапірному.

При експлуатації газових родовищ трапляються поклади, геологічні умови яких сприяють проявленню водонапірних, газових та змішаних режимів. *Водонапірний режим газових родовищ* так само, як і у нафтових покладів, виникає за наявності активних крайових вод або штучного заводнення пласта. *Газовий режим покладу (режим газу, що розширюється)* виникає за умови, коли єдиним джерелом є енергія самого стисненого газу, тобто коли пластові води не активні.

*Узагальнення і реалізація режимів.* Режимам роботи нафтових покладів надають також додаткові характеристики. Розрізняють *режими з рухомими та нерухомими контурами нафтоносності*. До перших відносять водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний і змішаний режими, а до других – пружний, режим розчиненого газу і гравітаційний з вільною поверхнею нафти. Водо-, газонапірний і змішаний режими називають *режимами витіснення (напірними режимами)*, а решта – *режимами виснаження (виснаження пластової енергії)*.

Зазначені режими розглянуті у плані їх природного прояву. Природні умови покладу лише сприяють розвитку певного режиму роботи. Конкретний режим можна установити, підтримати або замінити іншим шляхом зміни темпів відбору і сумарного відбору рідини, вводу додаткової енергії у поклад тощо. Наприклад, надходження води відстає від відбору рідини, що супроводжується подальшим зниженням тиску у покладі. При введенні додаткової енергії створювані режими роботи покладу називають *штучними*.

В Україні закачування води здійснюється у 285 родовищ від загальної кількості; велика частина родовищ Дніпровсько-Донецької западини розробляється при пружному і природному водонапірному режимах, решта

родовищ – при режимі розчиненого газу, а низка родовищ Передкарпаття, що експлуатується з минулого століття – при гравітаційному режимі.

### **Контрольні запитання**

1. Які бувають види пластової енергії і у чому вони виражаються?
2. Як визначається потенціальна енергія положення і пружної деформації пласта?
3. Чим характеризується пластова енергія?
4. На що витрачається пластова енергія у процесі видобутку нафти?
5. Які види тисків розрізняють у надрах?
6. У чому полягає різниця між аномально високим і аномально низьким пластовими тисками?
7. Як визначається гірничий тиск?
8. У чому полягає фізична суть геотермічного градієнта?
9. Що називається режимом роботи покладу і як вони класифікуються?
10. У чому полягає суть пружного режиму роботи покладу?
11. У чому полягає суть водонапірного режиму роботи покладу?
12. У чому полягає суть режиму розчиненого газу?
13. У чому полягає суть газонапірного режиму роботи покладу?
14. У чому полягає суть гравітаційного режиму роботи покладу?
15. За якої умови можливий змішаний режим роботи покладу?

## 10 ФОНТАННИЙ СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

При експлуатації свердловини будь-яким (фонтанним, газліфтним, насосним) способом у міру переміщення нафти по стовбуру з вибою на поверхню з неї виділяється розчинений газ і утворюється газорідинна суміш. Закономірності руху газорідинної суміші набагато складніші, ніж однорідної рідини чи газу. Виділений газ у висхідному потоці виконує роботу з підйому рідини в трубі, тобто виконує роль підйомника рідини. Рідина може бути однофазною (одна нафта) або двофазною (суміш нафти і води).

Явище підйому рідини з вибою на поверхню за рахунок пластової енергії називають *фонтануванням свердловини*, а спосіб експлуатації – *фонтанним*.

Рівняння балансу тисків у фонтанній свердловині можна записати у такому вигляді:

$$p_{\text{в}} - p_{\text{г}} = p_{\text{гст}} + p_{\text{т}} + p_{\text{ін}}, \quad (10.1)$$

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

$p_{\text{г}}$  – тиск на гирлі (викиді) свердловини (гирловий тиск), Па;

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

$p_{\text{т}}$  – втрата тиску на гідравлічний опір (тертя), Па;

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

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

### Види фонтанування та типи фонтанних свердловин

*Перший тип фонтанування – артезіанське* ( $p_{\text{в}} > p_{\text{н}}, p_{\text{г}} \geq p_{\text{н}}$ ), тобто фонтанування відбувається завдяки гідростатичному напору (рис. 10.1, а).

У свердловині спостерігається звичайне переливання рідини, рухається негазована (без вільного газу) рідина (аналогічно артезіанським водяним свердловинам). В затрубному просторі між насосно-компресорними трубами 1 та обсадною експлуатаційною колоною 2 міститься рідина, у чому можна переконатися, відкривши, наприклад, триходовий кран під манометром, який показує затрубний тиск  $p_{\text{затр}}$ . Газ виділяється з нафти за межами свердловини у викидній трубі.

*Другий тип фонтанування – газліфтне з початком виділення газу у стовбурі свердловини* ( $p_{\text{в}} \geq p_{\text{н}}, p_{\text{г}} < p_{\text{н}}$ ) (рис. 10.1, б). У пласті рухається негазована рідина, а у свердловині – газорідинна суміш (на рис. 10.1, б показано усталений стан). Якщо тиск біля підшви НКТ  $p_1 \geq p_{\text{н}}$ , то у затрубному просторі на гирлі міститься газ і затрубний тиск звичайно невеликий (0,1–0,5 МПа). Оскільки  $p_1 \geq p_{\text{н}} > p_{\text{г}}$  у міру підйому нафти тиск знижується, збільшується кількість вільного газу, газ розширюється, зростає газовміст потоку, тобто фонтанування відбувається за принципом роботи газорідинного підйомника.

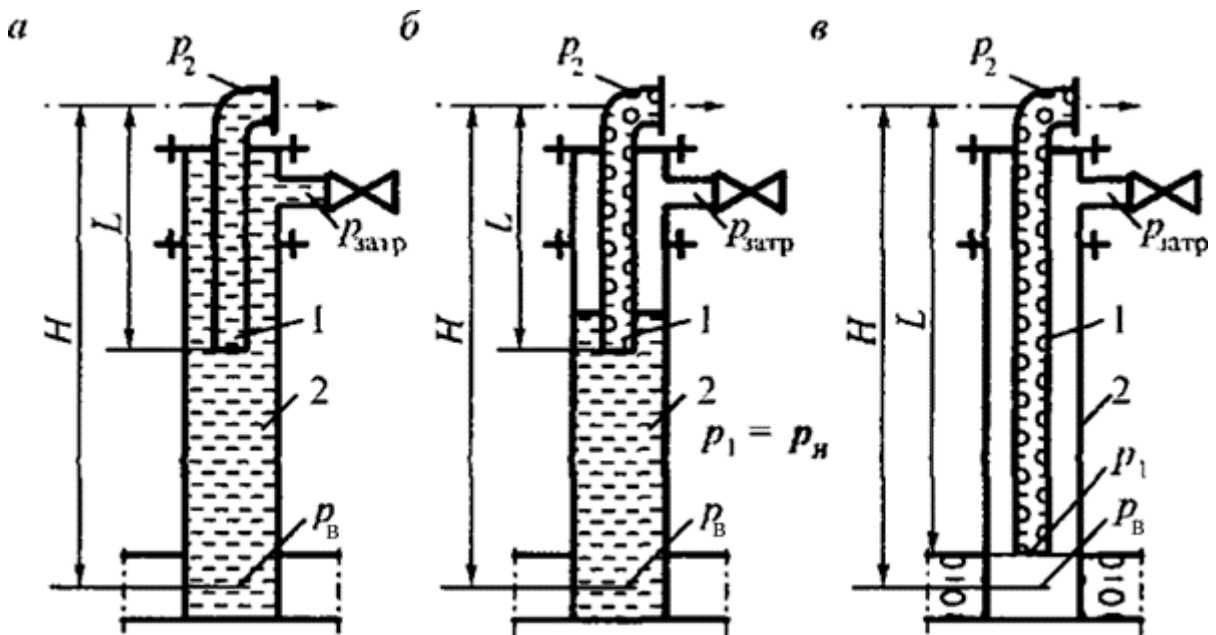


Рисунок 10.1 – Типи фонтанних свердловин і види фонтанування:

*а* – артезіанське; *б* – газліфтне з початком виділення газу у свердловині;  
*в* – газліфтне з початком виділення газу у пласті

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Третій тип фонтанування – газліфтне з початком виділення газу у пласті ( $p_{\text{в}} < p_{\text{н}}$ ,  $p_{\text{г}} < p_{\text{н}}$ ), (рис. 10.1, *в*). У пласті рухається газована рідина, на вибій і до підшви НКТ надходить газорідинна суміш. Після початку припливання основна маса газу захоплюється потоком рідини і надходить в НКТ. Частина газу відділяється (сепарується) і надходить у затрубний простір, де газ барботує у відносно нерухомій рідині. У затрубному просторі накопичується газ, рівень рідини знижується і досягає підшви НКТ. З плином часу настає стабілізація і при  $p_{\text{в}} < p_{\text{н}}$  рівень завжди встановлюється біля підшви НКТ. Затрубний тиск газу зазвичай високий, майже досягає значень  $p_1$  і  $p_{\text{в}}$ . При витіканні газу із затрубного простору через негерметичність у різьбових з'єднаннях НКТ, обсадної колони, обладнанні гирла рівень перебуватиме вище підшви НКТ. Чим менші витрата та в'язкість рідини, більші витрата газу через підшви і розмір зазору між НКТ та експлуатаційною колоною, тим більше газу сепарується у затрубний простір.

### Умова артезіанського фонтанування

Фонтанування свердловини можливе тоді, коли з пласта на вибій надходять флюїди, кількість енергії яких не менша, ніж потрібно для їх підйому на поверхню. Умова артезіанського фонтанування безпосередньо виходить з рівняння балансу тисків:

$$p_{\text{в}} \geq H\rho g + p_{\text{т}} + p_{\text{г}} \quad (10.2)$$

де  $H$  – глибина свердловини по вертикалі (до середини продуктивного пласта), м;

$$\rho = \frac{(\rho_B + \rho_T)}{2} \text{ – середня густина рідини у свердловині, кг/м}^3;$$

$\rho_B, \rho_T$  – густина рідини в умовах вибою та гирла, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

З урахуванням викривлення стовбура свердловини:

$$H = \dot{H} \cdot \cos \alpha_3, \quad \text{або} \quad H = \sum_{i=1}^n \dot{H}_i \cdot \cos \alpha_{3i} \quad (10.3)$$

де  $\dot{H}$  – відстань від гирла до вибою вздовж осі похилої свердловини, м;

$\alpha_3$  – середній Zenітний кут викривлення свердловини або кут відхилення осі свердловини від вертикалі, град;

$\alpha_{3i}$  – Zenітний кут на ділянці стовбура довжиною  $\dot{H}_i$ , град;

$n$  – кількість ділянок різного викривлення стовбура (у подальшому розглядаються вертикальні свердловини).

Втрати тиску на тертя  $p_T$  розраховуємо за формулою Дарсі – Вейсбаха. Тиск  $p_T$  беремо залежно від умов збирання та підготовки продукції свердловини. Він забезпечує рух продукції свердловини від гирла до пункту збирання, залежить від втрат тиску на гідравлічний опір в обладнанні гирла, системі збирання тощо.

Виходячи з нерозривності потоку тривале фонтанування можливе за умови рівності витрат рідини, що припливає з пласта  $Q_{\text{пл}}$ , і рідини, що піднімається у стовбурі свердловини  $Q_{\text{під}}$ :

$$Q_{\text{пл}} = Q_{\text{під}} = Q. \quad (10.4)$$

Оскільки приплив і піднімання рідини відбуваються за рахунок пластової енергії, то спільна робота пласта та фонтанної свердловини узгоджуватиметься через  $p_B$ . Приплив (дебіт свердловини) можна описати рівнянням індикаторної лінії, звідки:

$$p_B = p_{\text{пл}} - \left( \frac{Q}{k_0} \right)^{1/n}, \quad (10.5)$$

де  $k_0$  – коефіцієнт продуктивності свердловини.

Тоді умову (10.4) взаємопов'язаної спільної узгодженої роботи пласта і свердловини на основі умови артезіанського фонтанування і (10.2) можна записати так:

$$p_{\text{пл}} - \left( \frac{Q}{k_0} \right)^{1/n} = H\rho g + p_T + p_T \quad (10.6)$$

або у функціональному вигляді з урахуванням залежності  $P_T$  від  $Q$

$$M(Q) = N(Q). \quad (10.7)$$

Розв'язуючи останнє рівняння графоаналітичним методом (рис. 10.2, а) або шляхом ітерацій, знаходимо дебіт свердловини  $Q$  і відповідний вибійний тиск, причому мінімальний вибійний тиск артезіанського фонтанування позначаємо  $p_{B,\text{min}}$ . З рисунка 10.2, а випливає, що фонтанування можливе при

усіх  $p_B \geq p_{B.min}$ , проте при узгодженій роботі  $p_B < p_{пл}$ . При артезіанському фонтануванні найбільший дебіт можна отримати при  $p_B = p_H$ .

З умови (10.6) випливає, що при  $Q = 0$ :

$$p_{пл} = H\rho g + p'_Г, \quad (10.8)$$

де  $p'_Г$  – тиск на гирлі у зупиненій свердловині.

Отже, для визначення пластового тиску  $p_{пл}$  достатньо виміряти тиск на гирлі  $p'_Г$  у зупиненій свердловині. Якщо НКТ спущені до вибою, то за затрубним тиском можна визначити вибійний тиск:

$$p_B = H\rho g + p_{затр} \quad (10.9)$$

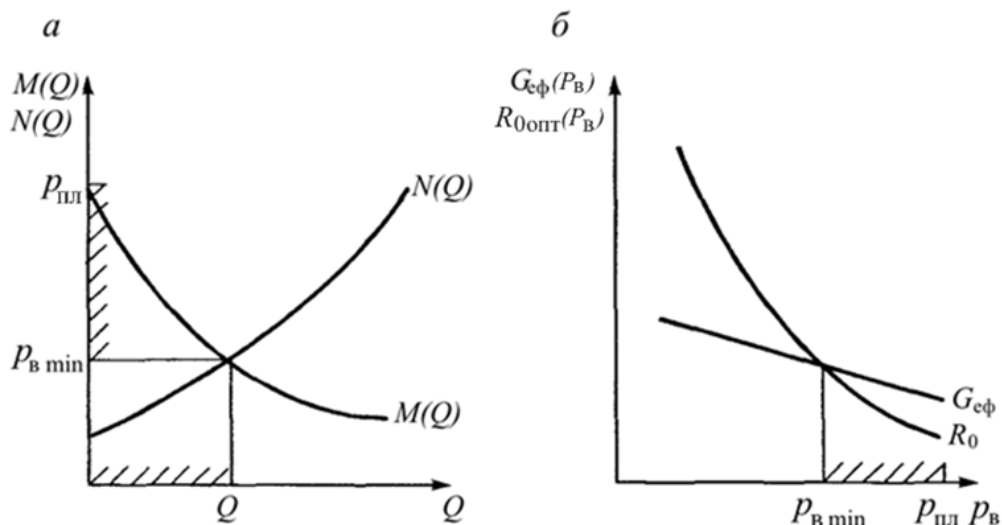


Рисунок 10.2 – Графічна інтерпретація артезіанського (а) і газліфтного (б) умов фонтанування (області можливого фонтанування заштриховано)

<https://studfile.net/preview/9313077/page:64/>

### Умова газліфтного фонтанування

Фонтанні свердловини другого і третього типу становлять газорідинний підйомник, причому газ не вводиться із зовні, а виділяється з фонтануючої нафти. При тиску, який дорівнює  $p_H$ , кількість вільного газу дорівнює нулю, увесь газ розчинений у нафті.

Уздовж шляху руху у міру зниження тиску від  $p_H$  до  $p'_Г$  кількість вільного газу, що припадає на одиницю витрати нафти, збільшується від нуля до деякого значення. При будь-якому поточному тиску кількість газу, який виділився (вільного)  $V_{Г.В}$ , можна подати як різницю початкової та поточної кількості розчиненого газу згідно із законом Генрі:

$$V_{Г.В} = [G_0 - \alpha_p(p - p_0)]Q_H \quad (10.10)$$

де  $G_0$  – пластовий газовий фактор (або кількість газу, що виділяється з нафти при зниженні тиску до атмосферного  $p_0$ , яку взято з розрахунку на одиницю витрати нафти  $Q_H$ ,  $m^3/m^3$ );

$\alpha_p$  – коефіцієнт розчинення газу у нафті.

Оскільки зі збільшенням вмісту газу густина газорідинної суміші зменшується, то в цілому для всієї довжини підйомних труб при зменшенні тиску від  $p_1$  до  $p_2$  необхідно взяти середню кількість вільного газу, яку можна записати як середньозважену за довжиною:

$$\bar{V}_{Г.В} = \frac{1}{L} \int_0^L [G_0 - \alpha_p(p - p_0)] Q_H dl. \quad (10.11)$$

За даними О. П. Крилова,  $\alpha_p$  і  $Q_H$  беремо сталими вздовж  $L$ , а тиск – лінійно залежним від поточної довжини  $l$ :

$$p = p_1 - \frac{p_1 - p_2}{L} l \quad (10.12)$$

Тоді, враховуючи, що  $dl = -\frac{L}{p_1 - p_2} dp$ ,

$$\begin{aligned} \bar{V}_{Г.В} &= \left[ G_0 + \alpha_p p_0 + \frac{\alpha_p}{L} \int_{p_1}^{p_2} p \frac{L}{p_1 - p_2} dp \right] Q_H = \\ &= (G_0 + \alpha_p p_0 - \alpha_p \frac{p_1 + p_2}{2}) Q_H = \left[ G_0 - \alpha_p \left( \frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] Q_H. \end{aligned} \quad (10.13)$$

Оскільки у стовбурі піднімається вся рідина (нафта і вода) з витратою  $Q_p$  то, виражаючи витрату нафти через частку води у продукції:

$$Q_H = Q_p(1 - n_B), \quad (10.14)$$

дістаємо

$$\bar{V}_{Г.В} = \left[ G_0 - \alpha_p \left( \frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] Q_p(1 - n_B). \quad (10.15)$$

Таким чином, у підйомних трубах діє питома витрата газу, яка називається *ефективним газовим фактором*:

$$G_{еф} = \frac{V_{Г.В}}{Q_p} = \left[ G_0 - \alpha_p \left( \frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_B). \quad (10.16)$$

Ефективний газовий фактор  $G_{еф}$ , який маємо у наявності, має бути не меншим за питому витрату газу  $R_0$ , необхідного для роботи газорідинного підйомника. Звідси умова *газліфтного фонтанування* запишеться у вигляді:

$$G_{еф} \geq R_0. \quad (10.17)$$

Для раціонального витрачання пластової енергії фонтанний підйомник має, працювати при максимальному к.к.д., тобто при оптимальній питомій витраті газу. Тоді умова (10.17) уточнюється так:

$$G_{еф} \geq R_{0,опт} \quad (10.18)$$

або з урахуванням формули О. П. Крилова у розгорнутому вигляді

$$\left[ G_o - \alpha_p \left( \frac{p_1 + p_2}{2} - p_o \right) \right] (1 - n_B) \geq \frac{0,282 L \rho g [L \rho g - (p_1 - p_2)]}{d^{0,5} (p_1 - p_2) p_o \ln \frac{p_1}{p_2}}. \quad (10.19)$$

У свердловині другого типу підйомні труби доцільно спускати до рівня початку виділення газу, тобто  $p_1 = p_H$ . З умови (10.19) можна розрахувати цю глибину спуску труб:

$$L = 0,5 \left[ \varepsilon_H + \sqrt{\varepsilon_H^2 + \frac{14,18 \varepsilon_H G_{ef} d^{0,5} p_o}{\rho \cdot g}} \cdot \ln \frac{p_H}{p_2} \right] \quad (10.20)$$

де  $\varepsilon_H = \frac{p_H - p}{\rho g}$ .

Тоді мінімальний вибійний тиск фонтанування

$$p_{Bmin} = p_H + (H - L) \rho g. \quad (10.21)$$

Якщо виявиться, що розрахункове значення  $L > H$ , то свердловина буде третього типу, у такому випадку труби спускаємо до вибою ( $L \approx H$ ), а тиск  $p_1 = p_B$ . Тоді з трансцендентного рівняння (10.21) розраховуємо мінімальний вибійний тиск фонтанування  $p_{Bmin}$  (рис. 10.2, б).

При газліфтному фонтануванні дебіт свердловин також визначається спільною роботою пласта і підйомника, які описуються залежностями відповідно:

$$Q_{пл} = k_o (p_{пл} - p_B)^n = Q_{пл}(p_B); \quad (10.22)$$

$$Q_{під} = Q_{під}(V_o, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma). \quad (10.23)$$

Оскільки витрата газу зумовлена припливом нафти згідно з рівнянням (10.14), тиск  $p_1$  пов'язаний з  $p_B$ , наприклад, формулою (10.21), то при сталих  $p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma$  конкретної свердловини прийдемо до залежності

$$Q_{під} = Q_{під}(p_B) \quad (10.24)$$

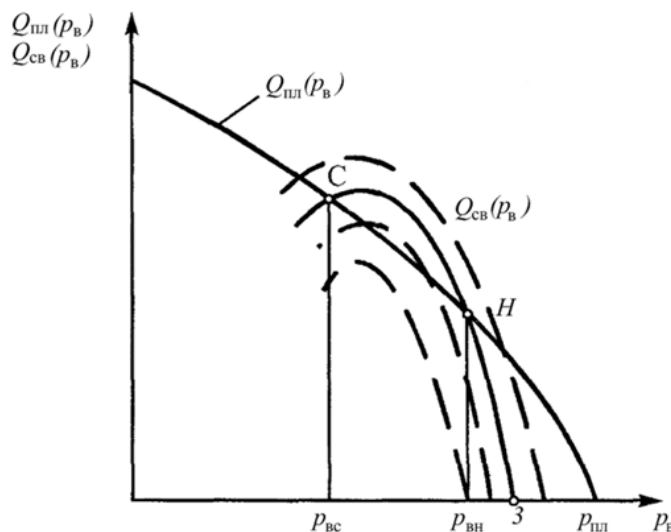


Рисунок 10.3 – Графік спільної роботи пласта і підйомника при газліфтному фонтануванні <https://studfile.net/preview/9313077/page:64/>

Спільне розв'язування залежностей (10.22) і (10.24) показано на рисунку 10.3. Точки перетину ліній  $Q_{\text{пл}}(p_{\text{в}})$  і  $Q_{\text{під}}(p_{\text{в}})$  характеризують спільну узгоджену роботу пласта і підйомника, а у решті випадків відзначається неузгоджена робота ( $Q_{\text{пл}} > Q_{\text{під}}$  або  $Q_{\text{пл}} < Q_{\text{під}}$ ). Причому точці  $H$  відповідає нестійка робота, оскільки найменші коливання  $p_{\text{в}}$  спричинюють зривання фонтанування (точка 3) або перехід роботи у точку  $C$ . Це легко усвідомити, узгодивши зміну  $p_{\text{в}}$  зі зміною рівня рідини у свердловині ( $p_{\text{в}} = h_{\text{д}}\rho g$ ), наприклад, для свердловини другого типу. Якщо  $Q_{\text{пл}} > Q_{\text{під}}$  припливаюча рідина накопичується у стовбурі і зростає  $p_{\text{в}}$ , а при  $Q_{\text{пл}} < Q_{\text{під}}$ , навпаки зменшується. У такому розумінні точка  $C$  – це точка стійкої спільної і узгодженої роботи пласта і підйомника.

Таким чином, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки при одному цілком визначеному значенні  $p_{\text{в}}$ . При зміні  $p_2, L, d$  точка  $C$  переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії  $Q_{\text{пл}}(p_{\text{в}})$ . Проте, при деякому поєднанні параметрів крива ліфтування  $Q_{\text{під}}(p_{\text{в}})$  може не перетинатися з індикаторною лінією  $Q_{\text{пл}}(p_{\text{в}})$ . Тоді фонтанування не відбуватиметься. Можливі положення кривої ліфтування на рисунку 10.3 показані пунктирною лінією.

### Контрольні запитання

1. Що називають фонтануванням свердловини?
2. Опишіть рівняння балансу тисків у фонтанній свердловині.
3. Які існують види фонтанування та типи фонтанних свердловин?
4. Яка умова артезіанського фонтанування?
5. За якої умови можливе тривале фонтанування свердловини?
6. За якої умови можливе газліфтне фонтанування?
7. До якого рівня у свердловині другого типу фонтанування доцільно спускати підйомні труби?

## 11 ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИН

Після припинення фонтанування свердловини переводять на механізовану експлуатацію, одним із способів якої є газліфтний спосіб. Газліфтна експлуатація, при якій кількість газу, якого не вистачає для підйому рідини, закачують у свердловину з поверхні, є, по суті, продовженням фонтанної експлуатації.

У міру розробки родовища умови експлуатації свердловин погіршуються: обводнюється продукція – збільшується гідростатичний тиск стовпа флюїдів, утворюється високов'язка емульсія, зростають втрати тиску на тертя у стовбурі та викидній лінії, що призводить до зростання тисків  $p_v$  і  $p_r$ , зменшується газовий фактор  $G_{\text{еф}}$  і збільшується питома витрата газу  $R_o$ ; за відсутності застосування або недостатній ефективності процесу ППТ можливе зменшення пластового тиску  $p_{\text{пл}}$ , а також тисків  $p_v$  і  $p_1$ , що спричиняє збільшення витрати  $R_o$  (крива  $R_{o,\text{опт}}$  рис. 11.2, б). Це призводить до порушення умови фонтанування (11.1).

Оскільки умові  $G_{\text{еф}} = R_o$  відповідає тиск  $p_{v,\text{min}} < p_{\text{пл}}$ , то свердловина припиняє фонтанування при певному  $Q > 0$ .

З рисунку 11.1 видно, що зі збільшенням тиску  $p_v$  зменшується  $R_o$  тому застосування процесу ППТ подовжує період фонтанування до настання певної обводненості  $n_v$ , а якщо гідропровідність пласта достатньо велика, то іноді навіть до 100 % обводненості продукції.

Якщо пластову енергію, яка у свердловині виражена ефективним газовим фактором  $G_{\text{еф}}$ , поповнювати закачуванням газу у свердловину з поверхні, то здійснюватимемо штучне фонтанування, яке у такому випадку називаємо газліфтним підйомом, а спосіб експлуатації – *газліфтним*. Тоді умову роботи газліфтного підйомника (газліфта) аналогічно умові газліфтного фонтанування можна записати у вигляді:

$$G_{\text{еф}} + R_{o,\text{зак}} \geq R_o \quad (11.1)$$

де  $R_{o,\text{зак}}$  питома витрата закачуваного газу (віднесена до витрати рідини, яка піднімається).

Як газ можна використовувати повітря або вуглеводневий газ. Тоді підйомник відповідно називають *ерліфтом* або *газліфтом*. Перевага ерліфта – необмеженість джерела повітря. При використанні газліфта на відміну від ерліфта досягаються повна утилізація газу, збереження й утилізація легких фракцій нафти, утворення у свердловинах, які обводнюються, менш стійкої емульсії, для руйнування якої потрібні менші витрати. Тому нині застосовують тільки газліфт.

Газ можна подавати за допомогою компресора. Такий різновид газліфта називають *компресорним*. Як газ можна використовувати нафтовий або природний вуглеводневий газ. Нафтовий газ відокремлюють від нафти, яка видобувається, піддають промисловій підготовці і закачують у газліфтні свердловини (замкнений газліфтний цикл). Природний газ можна подавати із сусіднього газового родовища (за даними техніко-економічних розрахунків

допускається транспортування газу з відстані кілька десятків кілометрів), із магістрального газопроводу або з газобензинового заводу. Підготовка природного газу на нафтовому промислі не потрібна.

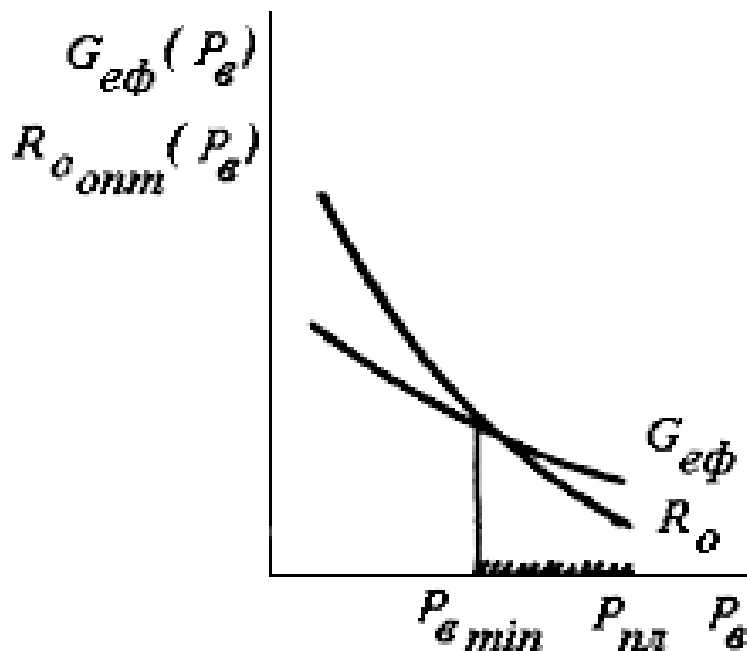


Рисунок 11.1 – Графічна інтерпретація газліфтної умови фонтанування (область можливого фонтанування заштриховано)

При безкомпресорному газліфті природний газ під власним тиском надходить із свердловин газових або газоконденсатних родовищ. Там його очищують і осушують. На нафтовому промислі іноді його підігривають, щоб запобігти гідратуутворенню. Якщо нафтовий і газовий поклади залягають на одній площині, то можливий внутрішньосвердловинний безкомпресорний газліфт, особливістю якого є надходження газу з газового пласта, що лежить вище або нижче, безпосередньо у нафтовій свердловині.

*Галузь застосування газліфта* – високодебітні свердловини з великими вибійними тисками, свердловини з високими газовими факторами та вибійними тисками нижче тиску насичення, свердловини з яких виноситься пісок, а також свердловини у важкодоступних умовах (наприклад, затоплюваність, паводки, болота, відсутність доріг тощо) Газліфтний спосіб ефективний при експлуатації викривлених свердловин та розробці багатопластових родовищ.

Переваги газліфтного способу порівняно з іншими, особливо механізованими способами експлуатації:

- висока техніко-економічна ефективність;
- відсутність підйомних механізмів і деталей, які труться;
- великий міжремонтний період;
- простота обслуговування свердловин і регулювання роботи, боротьби з корозією і відкладами парафіну і солей, автоматизації та зміни режимів;
- можливість проведення широкого комплексу дослідницьких робіт;
- централізоване дозування різних добавок у свердловину;

- використання енергії пластового газу;
- відсутність негативного впливу пластового газу, високих вибійних температур;
- надійність наземного обладнання тощо.

Разом з тим газліфтний спосіб, особливо компресорний газліфт має серйозні недоліки:

- низький ККД усієї газліфтною системи, яка містить компресорну станцію, газопроводи та свердловини;
- великі капітальні вкладення у будівництво компресорної станції та газопроводів;
- великі енергетичні витрати на стискання газу;
- порівняно високі експлуатаційні витрати на обслуговування компресорної станції;
- низький ККД (0,09–0,16) порівняно з насосними способами (0,25–0,3 для відцентрових і 0,25 – для штангових насосів).

Газліфт можна застосовувати тільки за наявності достатньої кількості вуглеводневого газу. Тому через названі недоліки газліфта виконують техніко-економічне порівняння газліфтного та насосного способів експлуатації і вибирають найефективніший з них. Зазначимо лише, що при безкомпресорному газліфті собівартість видобутку нафти може бути у кілька разів меншою, ніж при експлуатації штанговими насосними установками.

Якщо на промислі вже організована газліфтна експлуатація свердловин, а вибійні тиски і дебіти зменшилися (менш як 50 т/добу), то для підвищення техніко-економічної ефективності видобування нафти можна перевести роботу свердловин з неперервного газліфта на періодичний (періодичне закачування газу у свердловину).

### **Конструкції та системи газліфтних підйомників**

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника має забезпечувати у свердловині наявність двох каналів: для закачування газу та підняття газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені або двома паралельними (ліфт Поле), або концентрично розміщеними (ліфт Саундерса) рядами труб. Через складність спуску у свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко пов'язаних унизу біля підшви, і неможливість використання НКТ великих діаметрів при малому діаметрі (96,3–140,3 мм) експлуатаційної колони ліфт Поле не набув поширення.

Залежно від кількості рядів труб, концентрично розміщених у свердловині, розрізняють конструкції *дво-, півтора-* та *однорядних підйомників* (рис. 11.2). У перших двох підйомниках зовнішній ряд труб спускають до інтервалу перфорації, що забезпечує поліпшення умов винесення піску з вибою завдяки збільшенню швидкості потоку, зокрема підкачуванням рідини у затрубний простір між першим (зовнішнім) рядом НКТ і експлуатаційною колоною. Проте через великі металомісткість, вартість, ускладнення процесу,

збільшення глибини спуску підйомних (внутрішніх) труб і потребу попередньої зміни, підвищення зовнішнього ряду труб півторарядного підйомника та наявної можливості забезпечення умов винесення піску іншими шляхами дво- та півторарядні підйомники не застосовують. Їх використання виправдане тільки як вимушений захід, коли відсутня герметичність експлуатаційної колони.

У наш час застосовують однорядний підйомник. Він є менш металомістким і найдешевшим, забезпечує можливість вільної зміни діаметра та довжини підйомних труб, причому діаметр може бути вже істотно більшим. Для забезпечення умов винесення піску з вибою свердловини труби спускають до вибою, а газ вводять вище на необхідній глибині через робочий газліфтний клапан (або іноді через 2–4 отвори діаметром 5–8 мм у робочій муфті). Робоча муфта або клапан при проходженні газу створюють постійний перепад тиску 0,1–0,15 МПа, який утримує рівень рідини нижче точки введення газу на 10–15 м і забезпечує тим самим рівномірне надходження газу у підйомні труби. Цим зменшуються пульсації у роботі, які призводять до руйнування пласта й утворення піщаних корків.

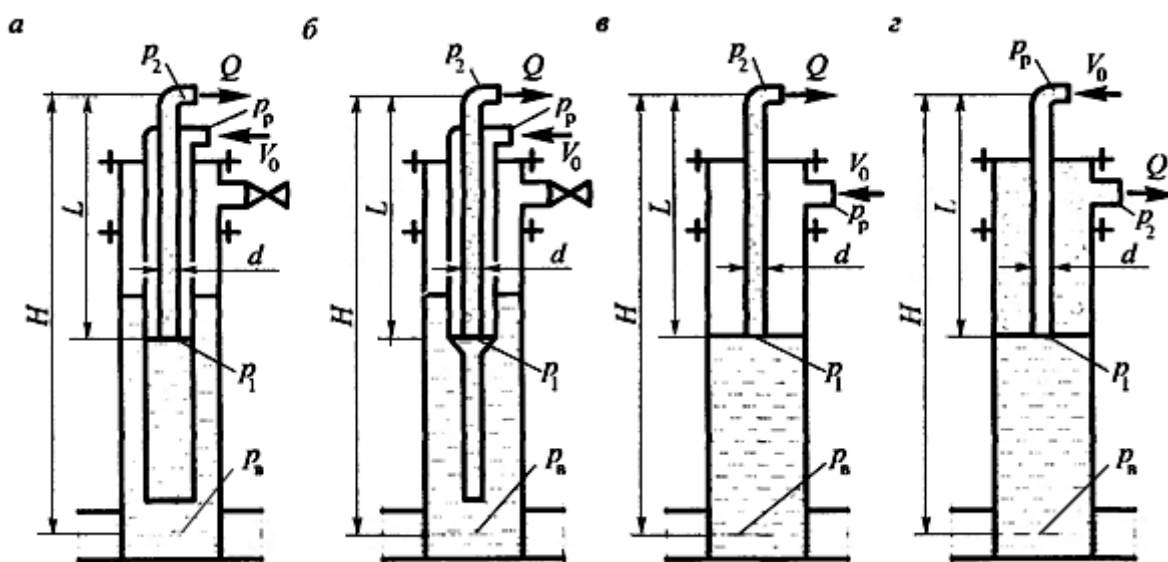


Рисунок 11.2 – Схеми газліфтних підйомників:

*а, б, в – дво-, півтора та однорядний кільцевої системи; г – однорядний центральної системи* <https://studfile.net/preview/10067088/page:5/>

Для очищення вибою від піску зворотним промиванням свердловини (закачування рідини у НКТ) робочий газліфтний клапан доповнюють додатковим вузлом зворотного клапана, який перекриває отвори, і рідина протікає не через газліфтний клапан, а через підшву НКТ.

Оскільки діаметр затрубного простору великий, можна встановлювати газліфтні клапани вздовж колони НКТ.

Залежно від напрямку подавання газу розрізняють кільцеву та центральну системи підйомників. При *кільцевій системі* газ закачують у кільцевий (затрубний або міжтрубний) простір, а при *центральної* – у центральні труби.

На практиці газліфтні свердловини переважно працюють за кільцевою системою, оскільки оптимальні умови ліфтування досягаються звичайно при малих площах прохідних перерізів труб.

При центральній системі пісок роз'їдає з'єднання муфт на трубах, через що можливе їх обривання, а при видобуванні парафінистої нафти утруднюється періодичне видалення відкладів парафіну зі стінок кільцевого простору, що обмежує застосування центральної системи підйомника.

### Пуск газліфтної свердловини в експлуатацію

Процес пуску призначений для введення у роботу нових і відремонтованих свердловин.

Перед пуском свердловина, заповнена рідиною (дегазованою нафтою, водою або іншою рідиною глушіння). Рівень її у свердловині відповідає пластовому тиску. Суть пуску свердловини полягає у витісненні рідини газом у лінії газоподачі до підшови підйомних труб методом протискування і введення газу у підйомні труби.

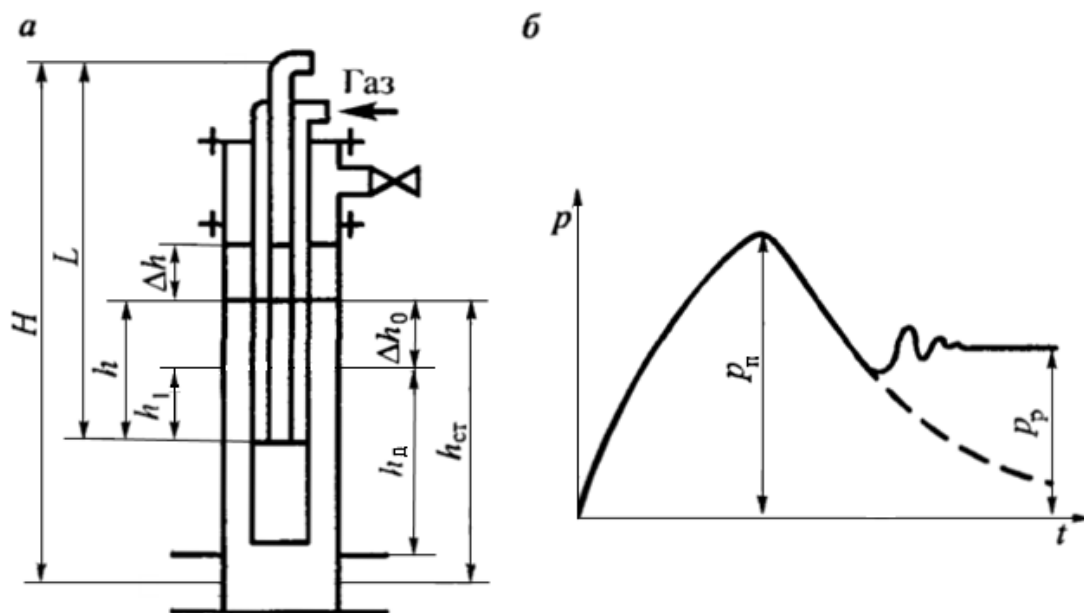


Рисунок 11.3 – Схема пуску свердловини в експлуатацію методом витіснення стиснутим газом:

*а – схема свердловини та рівнів рідини у ній; б – графік зміни тиску заповнюваного газу в часі на гирлі під час пуску*  
<https://studfile.net/preview/13173367/page:22/>

Для узагальнення розгляду візьмемо дворядний підйомник.

Найбільший тиск газу, який виникає при пуску, називають *пусковим*  $p_{\text{п}}$ . Тиск закачування газу у процесі експлуатації свердловини називають *робочим*  $p_{\text{р}}$ . Пусковий тиск перевищує робочий, тобто  $p_{\text{п}} > p_{\text{р}}$ , що зумовлено таким:

– пуск здійснюється при статичному рівні  $h_{\text{ст}}$ , а робота при динамічному рівні  $h_{\text{д}}$ , причому  $h_{\text{д}} < h_{\text{ст}}$ ; депресія  $\Delta h_0 = h_{\text{ст}} - h_{\text{д}}$  відповідно занурення труб під рівень  $h_1 < h$ ;

– у підйомних трубах рівень підвищується на висоту  $\Delta h$  і на момент надходження газу у НКТ умовне занурення  $h + \Delta h > h > h_1$ .

При пуску рідина, що витісняється, переважно переміщується у підйомні труби та затрубний простір і частково поглинається пластом. Досягши підшови підйомних труб, газ надходить у них і, розширюючись, спливає. Густина газорідинної суміші зменшується, рівень її підвищується до гирла, після чого викидається частина рідини, її рівень у затрубному просторі стає нижчим за  $h_{\text{ст}}$ , починається приплив рідини із пласта. При достатній витраті газу свердловина виходить на робочий режим.

У процесі зниження рівня рідини у лінії газоподачі до підшови підйомних труб і підвищення рівня суміші у підйомних трубах до гирла тиск закачуваного газу монотонно збільшується до найбільшого значення  $p_{\text{п}}$ . При викиді рідини він різко зменшується і після кількох коливань, зумовлених інерційністю потоків у системі «пласт-свердловина», досягає значень робочого тиску  $p_{\text{р}}$  при неперервному подаванні та достатній витраті газу. У «сухих» свердловинах (через відсутність гідродинамічного зв'язку свердловини з пластом; пласт непродуктивний) він знизився б до значення втрат тиску на тертя газу.

## Обладнання газліфтних свердловин

*Обладнання газліфтних свердловин* аналогічне обладнанню фонтанних. На гирлі встановлюють спрощену фонтанну арматуру, обв'язка якої дає змогу подавати газ у затрубний простір і НКТ.

Нині використовують комплексні газліфтні установки для неперервного компресорного газліфта типу «Л» і в похило скерованих свердловинах типу «ЛН». Наприклад, Л-60Б-210, де 60 – умовний діаметр колони підйомних труб, мм (60; 73; 89); Б – умовний зовнішній діаметр газліфтних клапанів (А, Б, У – діаметри відповідно 38, 25 і 20 мм); 210 – робочий тиск, помножений на 0,1 МПа. Ці установки забезпечують автоматичний пуск і освоєння свердловин, стабільну роботу у заданому режимі, можливість переходу з фонтанної експлуатації на газліфтну без підйому НКТ і можливість спуску у НКТ до вибою будь-якого технологічного обладнання (манометри тощо).

До установок типу «Л» входить таке обладнання: фонтанна арматура АФК 3а-65×210; свердловинне – НКТ (один ряд); свердловинні газліфтні камери типу К; газліфтні клапани типу Г із фіксаторами; гідромеханічний пакер ПН-ЯГМ і приймальний клапан.

Широко використовують сільфонні газліфтні клапани типу Г, наприклад Г-36, Г-36Р, де цифра означає умовний зовнішній діаметр клапана (у міліметрах), буква Р – робочий клапан (без букви Р – пусковий).

Для регулювання режиму закачування газу передбачені змінні дроселі, а для герметизації клапана у кишені – манжети. Газліфтний клапан містить обернений клапан, призначений для запобігання перетікань рідини з підйомних труб у затрубний простір. Ці клапани витягують із свердловини і встановлюють без її глушіння набором інструментів канатної техніки.

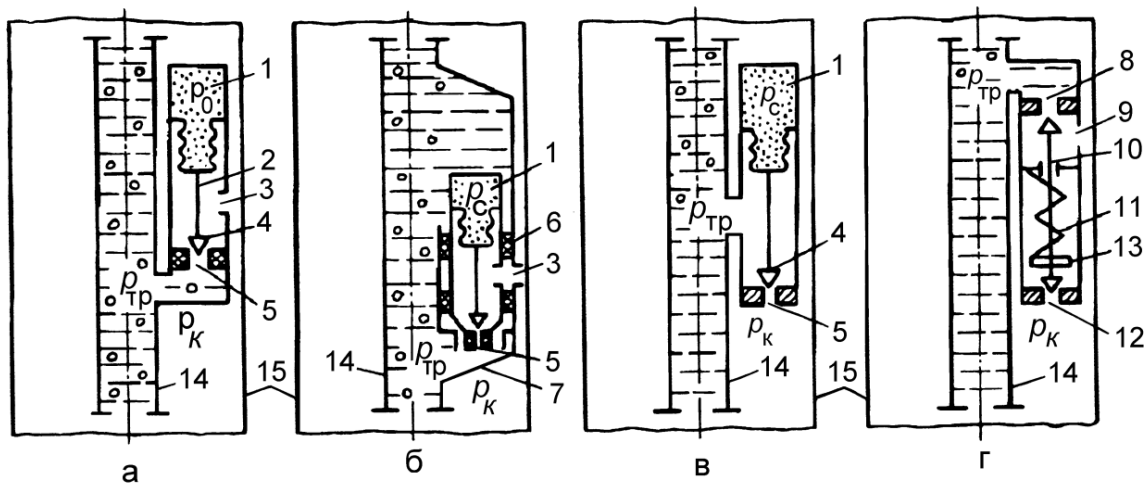


Рисунок 11.4 – Схеми газліфтних клапанів:

- а, б, в – сільфонні газліфтні клапани ; г – пружинний газліфтний клапан;*  
*1 – сільфонна камера; 2 – шток; 3 – отвори для введення газу у сільфонний клапан і газліфтну камеру; 4 – клапан; 5 – штуцерний отвір;*  
*б – сальник; 7 – свердловинна газліфтна камера; 8 – основний (верхній) штуцер; 9 – отвори для введення газу у пружинний клапан; 10 – шток з двома (верхньою і нижньою) клапанними головками; 11 – пружина; 12 – допоміжний (нижній) штуцер; 13 – гайка; 14 – насосно-компресорні труби;*  
*15 – експлуатаційна колона*

<https://studfile.net/preview/8967107/page:6/>

Ефективність роботи газліфтної свердловини тим вища, чим менша відносна швидкість газу або чим вища дисперсність газу у рідині. Для подрібнення газової фази можна застосовувати диспергатори. Диспергатор складається з набору штуцерів для подрібнення газу, стопорного пристрою для встановлення його канатним методом у муфтовому з'єднанні НКТ на будь-якій глибині і спускного снаряда. Використання диспергатора зменшує питому витрату газу у середньому на 35 %.

Нормальна робота газліфтних свердловин може порушуватися у результаті відкладання парафіну, солей, утворення піщаних корків і металевих сальників. Зазначимо, що при газліфтній експлуатації є можливість уведення інгібіторів відкладання солей і парафіну у потік закачуваного газу.

При використанні повітря спостерігалось утворення у лінії газоподавання сальників (корків), які склалися з продуктів корозії (до 95 %) і пилу. Для боротьби з цим намагаються зменшити корозію покриттям труб лаком, осушуванням повітря, а також подачею у потік ПАР.

### **Система газозабезпечення та газорозподілу**

Джерелом газу для організації газліфта може бути компресорна станція або свердловина газового родовища, а також магістральний газопровід.

При компресорному газліфті необхідний тиск газу створюється компресорами на компресорній станції. Комплекс обладнання при цьому містить компресорну станцію, газорозподільні і газозабезпечувальні мережі, системи підготовки газу. Компресорна станція для газліфтної експлуатації використовується також для магістрального транспорту газу і закачування у поклад з метою ППТ.

Здебільшого застосовується групова система газорозподілу – газ подають у свердловину через газорозподільні батареї (ГРБ), які встановлено на газорозподільних пунктах (ГРП). Від компресорної станції можуть прокладати два паралельних газопроводи: робочого тиску (діаметром 102 мм) для подавання газу у свердловину при експлуатації та високого (пускового) тиску (діаметром 63 мм) для пуску свердловини. Використовуючи пускові газліфтні клапани, можна перейти на прокладання лише одного газопроводу робочого тиску. Від ГРБ до газліфтної свердловини прокладають окремі газопроводи діаметром 38–63 мм залежно від витрати газу. На ГРП установлюють одну або кілька блочних газорозподільних батарей ГРБ-14. Кожна розрахована на підімкнення 14 свердловин. На кожній лінії монтують голковий регулювальний вентиль (штуцер) і замірну шайбу (діафрагму), забезпечуючи вимірюваний тиск і витрати газу диференціальним самописним приладом. Іноді замість штуцера використовують регулятор тиску «після себе», який забезпечує постійний тиск у лінії подавання газу на свердловину. У разі подавання газу з магістрального газопроводу або з газових свердловин розподіл виконують аналогічно.

Технологія газліфта має виконуватись за замкненим газліфтним циклом. Газ при перемішуванні з нафтою насичується важкими газоподібними вуглеводнями і для повторного використання потребує попередньої підготовки – відділення газоконденсату, осушування від вологи і видалення механічних домішок (пилу).

Природний газ на нафтові промисли надходить уже очищеним і осушеним. Для запобігання ускладнень, пов'язаних з утворенням кристалогідратів, у потік уводять інгібітори гідратуутворення (хлористий кальцій, гліколі). Газ також підігрівають за допомогою блочних пересувних автоматизованих підігрівачів газу, які встановлюють уздовж газопроводу або перед ГРБ. Підігрівачі типу ППГ-І-64 забезпечують нагрівання газу у змішувачах шляхом тепловипромінювання від розжарених панелей безполумєневих газових горілок і конвектного підігрівання до температури 95 °С при витраті 150 тис. м<sup>3</sup>/добу і тиску до 20 МПа.

Для видалення вологи і газоконденсату перед ГРБ встановлюють вологовіддільники різних конструкцій.

Для відділення механічних домішок газ пропускають через фільтри-пилоуловлювачі.

### **Контрольні запитання**

1. Коли свердловини переводять на газліфтну експлуатацію?
2. Коли спосіб експлуатації свердловин називають газліфтным або ерліфтным?
3. Чому у міру розробки родовища умови експлуатації свердловин погіршуються?
4. Які існують види газліфта?
5. На яких свердловинах застосують газліфт?
6. Назвіть переваги газліфтного способу порівняно з іншими, особливо механізованими способами експлуатації.
7. Назвіть недоліки газліфтного способу експлуатації.
8. Які бувають конструкції газліфтних підйомників?
9. Які розрізняють системи підйомників залежно від напрямку подавання газу?
10. У чому полягає суть пуску свердловини при газліфтному способі експлуатації?
11. Які комплексні газліфтні установки використовують для неперервного компресорного газліфта?

## 12 НАСОСНІ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

### Застосування механізованих способів експлуатації свердловин

При розробці родовища енергія на вибої зменшується внаслідок падіння пластового тиску або обводнення свердловини. У наслідок цього для підтримання дебіту свердловин постійним необхідно знижувати вибійний тиск. Розглянемо криві  $p = f(H)$  на рисунку 12.1 (вони зміщуються вліво). Тиск на гирлі падає, що може стати недостатнім для транспортування продукції свердловини до збірного пункту.

У процесі обводнення свердловини збільшується густина рідини і зменшується кількість газу, який надходить у свердловину. Якщо  $p_v < p_n$ , практично весь газ виділяється із нафти, а у воді його вміст дуже малий. У результаті зі зростанням обводнення зменшується кількість газу у суміші та збільшується її густина. Градієнт тиску зростає, і при одному й тому ж вибійному тиску це призводить до необхідності зменшення гирлового тиску.

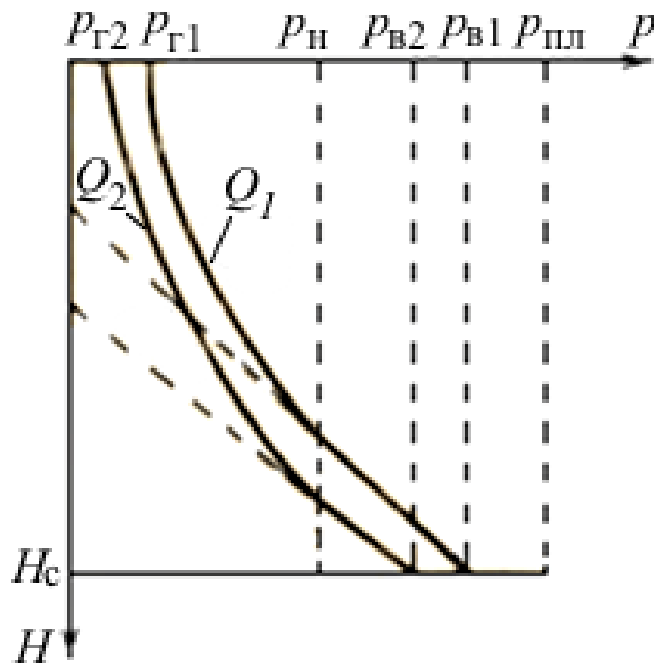


Рисунок 12.1 – Криві зміни тиску з глибиною у фонтанній свердловині при дебіті  $Q_2 > Q_1$

Настає момент, коли рівняння балансу тиску  $p_v = \rho_c g H + p_t + p_r$  не може бути виконаною і тоді необхідне підведення додаткової енергії – енергії стисненого газу або механічної енергії насоса.

На рисунку 12.2, а і б, показано криві зміни тиску у газліфтній та насосній свердловинах.

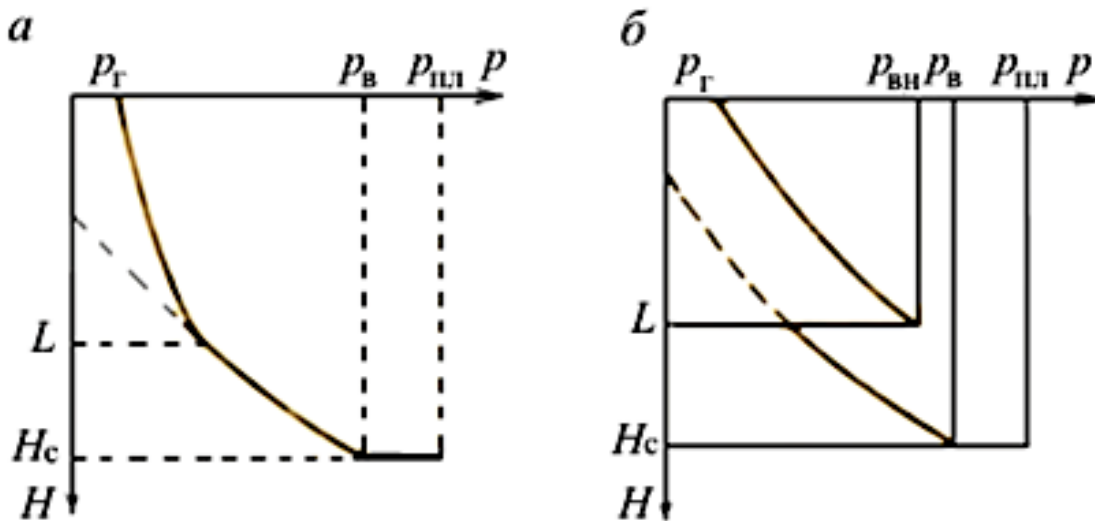


Рисунок 12.2 – Криві зміни тиску з глибиною:

*а* – у газліфтній свердловині; *б* – у насосній свердловині

При газліфтному способі експлуатації для зменшення густини газорідинної суміші на глибині  $L$  у продукцію нагнітають додаткову кількість вільного газу. У результаті під впливом вибійного тиску  $p_v$  забезпечується підйом більш легкої суміші й створюються умови, необхідні для транспортування продукції.

При насосному способі експлуатації на глибину  $L$  спускають насос, тиск на викиді якого  $p_{в.н}$  достатній для підйому продукції свердловини.

Отже, припинення або відсутність фонтанування свердловин зумовило використання інших способів підйому нафти на поверхню, наприклад, за допомогою штангових свердловинних насосів. Цими насосами обладнано більшість свердловин. Набули широкого використання занурені відцентрові електронасоси. Різноманітність умов підйому рідини у свердловинах сприяла також розробці насосних способів із використанням гвинтових, гідропоршневих, діафрагмових, гідроімпульсних та інших насосів. Проте їх застосування поки що перебуває на стадії промислового випробування або освоєння.

### **Схема і принцип роботи штангової насосної установки. Обладнання насосних свердловин**

Особливість штангової свердловинно-насосної установки (ШСНУ) полягає у тому, що у свердловину встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться у дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг.

*Схема і принцип роботи установки.* Схема ШСНУ (рис. 12.3) містить таке обладнання: наземне – верстат-гойдалку (ВГ), обладнання гирла; підземне – насосно-компресорні труби (НКТ), штанги насосні (ШН), штанговий

свердловинний насос (ШСН) і різні захисні пристрої, які поліпшують роботу установки в ускладнених умовах.

Основні елементи верстата-гойдалки – стояк 17 із балансиром 16, два кривошипи 21 з двома шатунами 19, редуктор 22, клинопасова передача 24, електродвигун 25 і блок керування 28, який приєднується до промислової лінії силової електромережі.

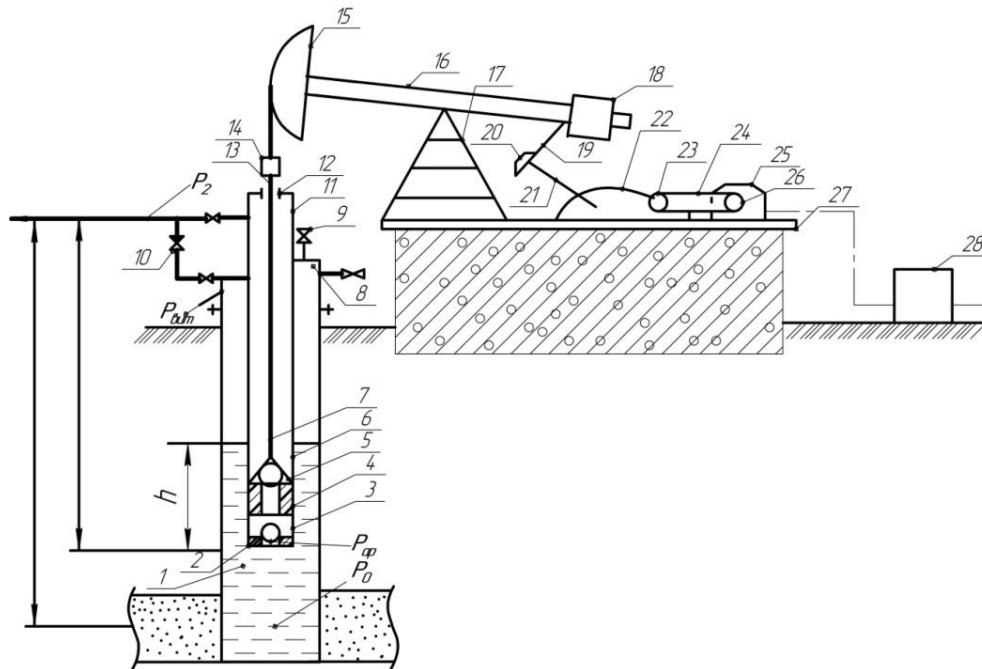


Рисунок 12.3 – Схема ШСНУ:

1 – експлуатаційна колона; 2 – всмоктувальний клапан; 3 – циліндр насоса; 4 – плунжер; 5 – нагнітальний клапан; 6 – насосно-компресорні труби; 7 – насосні штанги; 8 – хрестовина; 9 – гирловий патрубок; 10 – зворотний клапан для перепуску газу; 11 – трійник; 12 – гирловий сальник; 13 – гирловий шток; 14 – канатна підвіска; 15 – головка балансира; 16 – балансир; 17 – стояк; 18 – балансирний вантаж; 19 – шатун; 20 – кривошипний вантаж; 21 – кривошип; 22 – редуктор; 23 – ведений шків (з протилежного боку – гальмівний шків); 24 – клинопасова передача; 25 – електродвигун; 26 – ведучий шків; 27 – рама; 28 – блок керування

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Штанговий свердловинний насос складається із циліндра 3, плунжера 4, клапанів всмоктувального 2 і нагнітального 5. Циліндр штангового свердловинного насоса прикріплюється до НКТ 6. На нижньому кінці циліндра встановлено нерухомий всмоктувальний кульковий клапан, який відкривається при ході плунжера вгору.

Плунжер пустотілий (із наскрізним каналом), має нагнітальний кульковий клапан, який відкривається при ході плунжера вниз.

Електродвигун 25 через клинопасову передачу 24 і редуктор 22 надає двом масивним кривошипам 21, розміщеним із двох боків редуктора, обертовий рух.

Кривошипно-штанунний механізм у цілому перетворює обертовий рух кривошипів на зворотно-поступальний рух балансира 16, який гойдається на опорній осі, закріпленій на стояку 17.

Балансир передає зворотно-поступальний рух штангам 7 і через них – плунжеру штангового свердловинного насоса.

При ході плунжера ввєрх нагнітальний клапан під дією рідини закривається і вся рідина, яка міститься над плунжером, піднімається на висоту, яка дорівнює довжині ходу плунжера. У цей самий час свердловинна рідина через всмоктувальний клапан заповнює циліндр насоса. При ході плунжера вниз всмоктувальний клапан закривається, рідина під плунжером стискається і відкривається нагнітальний клапан, У циліндр занурюються штанги, пов'язані з плунжером. Таким чином, ШСН – поршневий насос одинарної дії, а у цілому комплекс із насоса і штанг – подвійної дії. Рідина з НКТ витісняється через трійник 11 у нафтозбірний трубопровід.

*Верстати-гойдалки* – це індивідуальний балансирний механічний привід ШСН. Їх випускали згідно із стандартами 1951, 1956 і 1966 років. Нині на верстати-гойдалки типу ВГ другої модифікації діє ГОСТ 5666-76, який передбачає 13 типорозмірів ВГ (табл. 12.1).



Рисунок 12.4 – Загальний вигляд штангової свердловинної насосної установки з балансирним верстатом-гойдалкою <https://powercs.kz/catalog/primenenie-potrasyam/nftegozovaya-promishlennost/shtangoviy-glubinniy-nasos/>

Наприклад, у шифрі ВГ5-3-2500 зазначено: 5 – максимальне навантаження  $P_{max}$  на головку балансира у точці підвішування штанг, помножене на 10 кН; 3 – найбільша довжина ходу гирлового штока, м; 2 500 – максимальний крутний момент  $M_{кр.max}$  на веденому валі редуктора, помножений на  $10^{-2}$  кН · м. Додатково верстати-гойдалки характеризуються

кількістю гойдань  $n$  балансира (подвійних ходів), які змінюються в інтервалі 5–15 хв<sup>-1</sup>.

Змонтовано верстат-гойдалку на рамі, яку встановлюють на залізобетонну основу (фундамент). Для швидкої зміни і натягування пасів електродвигун встановлено на поворотні полозки. У необхідному (крайньому верхньому), положенні головки балансир фіксується за допомогою гальмівного барабана (шківа). Головка балансира відкидна або поворотна для безперешкодного проходження спуско-підйомного і глибинного обладнання при підземному ремонті свердловин.

Оскільки головка балансира 15 рухається по дузі, то для з'єднання її з гирловим штоком і штангами призначена гнучка канатна підвіска 14. За її допомогою регулюють посадку плунжера у циліндр насоса для попередження ударів плунжера до всмоктувального клапана або виходу плунжера із циліндра, а також встановлюють динамограф для дослідження роботи обладнання.

Амплітуду руху головки балансира (довжину ходу гирлового штока 13) регулюють зміною місця з'єднання кривошипа з шатуном відносно осі обертання (перестановки пальця кривошипа у інший отвір).

Частота руху головки балансира (кількість гойдань  $n$ ) змінюється за рахунок зміни ведучого шківа на валу електродвигуна на другий (більший або менший) діаметр, тобто регулювання роботи верстата-гойдалки дискретне.

За один подвійний хід балансира навантаження на верстат-гойдалку нерівномірне. Для урівноваження роботи ВГ розміщують вантажі (противаги) на балансир (ВГ2), кривошип (ВГ4 – ВГ20) або на балансир і кривошип (ВГ3). У цьому разі урівноваження називають відповідно *балансиричним*, *кривошипним* (роторним) або *комбінованим*.

Таблиця 12.1 – Технічна характеристика верстатів-гойдалок

Верстат-гойдалка	$P_{max}$ , кН	Номінальна довжина ходу штока, S, м	$M_{кр.мах}$ , кН·м	Зміни $S_n$ , м/хв
ВГ2-0,6-250	20	0,3–0,6	2,5	1,5–9
ВГ3-1,2-630	30	0,5–1,2	6,3	2,2–18
ВГ4-2,1-1600	40	0,9–2,1	16	4,2–31
ВГ5-3-2500	50	1,3–3	25	6,5–45
ВГ6-2,1-2500	60	0,9–2,1	25	4,5–31
ВГ8-3,5-4000	80	1,8–3,5	40	8,3–42
ВГ12-2,5-4000	120	1,2–2,5	40	6,0–30
ВГ8-3,5-5600	80	1,8–3,5	56	8,3–42
ВГ10-3-5600	100	1,5–3	56	6,5–36
ВГ10-4,5-8000	100	2,3–4,5	80	9–45
ВГ12-3,5-8000	120	1,8–3,5	80	10–35
ВГ15-6-12500	150	3,0–6,0	125	8,3–35
ВГ20-4,5-12500	200	2,3–4,5	125	8,3–42

Блок керування забезпечує керування електродвигуном верстата-гойдалки у аварійних ситуаціях (обрив штанг, поломка редуктора, насоса,

порив трубопроводе тощо), а також самозапуск ВГ після перерви у подаванні електроенергії.

Відомі інші індивідуальні механічні приводи, які містять також двигун, трансмісію і перетворювальний механізм. Для приводу з *одноплечним балансиrom* характерним є розміщення опори на закріпленому кінці балансира, а точки з'єднання шатуна з балансиrom – між головкою балансира й опорою. Зрівноваження може бути як вантажним, так і пневматичним за рахунок стискання повітря у пневмоциліндрі з гідравлічним затвором. Повітря підпомповується у систему зрівноваження невеликим компресором.



**Балансирний привод ШСНУ**



**Верстат-качалка з одноплечим балансиrom** (одноплечі приводи насоса штангового ОПНШ з переднім кріпленням шатуна) застосовується в якості індивідуального механічного приводу свердловинних штангових насосів при видобутку нафти.

Конструкція приводу за рахунок кінематичної схеми забезпечує більш повільний рух головки балансира вгору і прискорений рух вниз, а також зниження прискорення на початку ходу вгору, за рахунок чого знижуються пікові навантаження. Завдяки цьому підвищується термін служби штанг і потрібна менша приводная потужність в порівнянні з відповідними верстатами-качалками звичайного виконання.

Рисунок 12.5 – Загальний вигляд верстата-гойдалки з одноплечним балансиrom

У *балансиrних верстатах-гойдалках* зі збільшенням довжини ходу точки підвішування штанг збільшуються габаритні розміри окремих вузлів і усєї установки. Велика маса балансира створює великі інерційні навантаження, які погіршують стійкість верстата.

У *безбалансиrних приводах* зворотно-поступальний рух штанг відбувається за допомогою ланцюга або зазвичай канатів, перекинутих через шків-зірочки, що закріплені на похилому до гирла свердловини стояку-опорі, тобто у них відсутній балансиr. За допомогою безбалансиrного верстата можна збільшувати довжину ходу гирлового штока. На відміну від балансиrного верстата безбалансиrний працює за симетричним циклом, що поліпшує умови роботи вузлів редуктора верстата, а також колони насосних штанг.

Безбалансиrні верстати випускають серійно під шифрами ВБМ 3-1,8-700; ВБМ 6-3-2500 і ВБМ-12-5-800 (де В – верстат; Б – безбалансиrний; М – механічної дії; цифри означають те саме, що й у шифрі балансиrного верстата.

Частота руху точки підвішування штанг для наведених верстатів становить відповідно 5–15; 6–15 і 5–10 хв<sup>-1</sup>.



Безбалансирний верстат-качалка складається з рами 1, стійки 2, канатних шківів 3, кривошипів з противагами 4, траверси з шатунами 5, редуктора 6, гальма 7, клинопасової передачі із електродвигуном 8, підвіски 9 устьового штока.

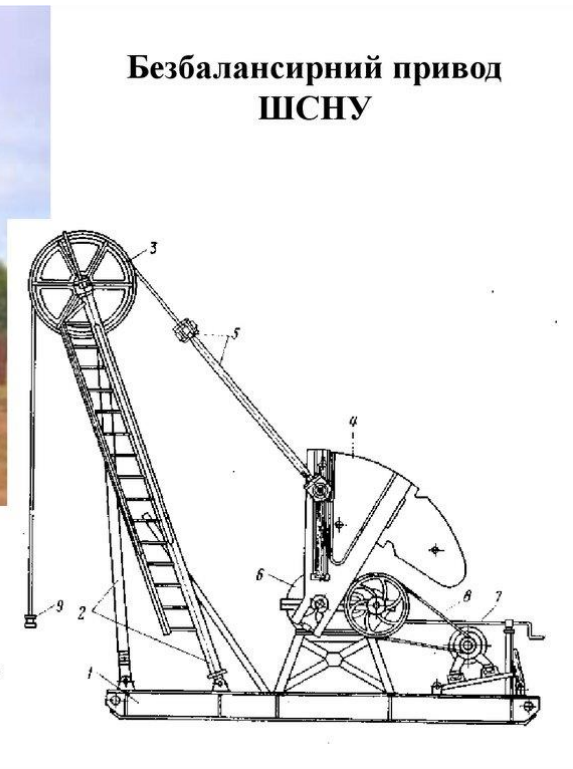


Рисунок 12.6 – Безбалансирний привід штангової свердловинної насосної установки (ШСНУ)

**Двоходовий привід ШСНУ**



Рисунок 12.7 – Довгоходовий привід штангової свердловинної насосної установки (ШСНУ)

Існують ШСНУ з гідроприводом. Особливість гідроприводних ШСНУ полягає у тому, що НКТ використовують як зрівноважувальний вантаж у поєднанні з об'ємним гідроприводом високого тиску. Установка монтується у вигляді моноблоку безпосередньо на фланці колони обсадних труб, тобто без зведення спеціального фундаменту. Як силовий орган використовують довгі гідравлічні циліндри з рухомими у них поршнями. Поршень одного циліндра з'єднаний з колоною НКТ, а другого – з колоною штанг. Зворотно-поступальний рух поршнів досягається за рахунок перемикання золотниковим пристроєм закачуваної поверхневим силовим насосом рідини у порожнини циліндрів. У разі руху плунжера вниз циліндр свердловинного насоса переміщується вгору і рідина всмоктується. Колони НКТ і насосні штанги переміщуються у протилежних напрямках, а для цього потрібно встановлювати два сальникових ущільнення на гирлі.



Рисунок 12.8 – Приводи штангової свердловинної насосної установки (ШСНУ)

*Обладнання гирла.* Гирлове обладнання призначене для герметизації затрубного простору, внутрішньої порожнини НКТ, відведення продукції свердловини і підвішування колони НКТ. Гирлове обладнання (рис. 12.9) складається з гирлового сальника 5, хрестовини 8 (рис. 12.3) і запірних кранів.

Самовстановлювальні гирлові сальники виробляють двох типів: з одним і двома ущільненнями. Тип сальника вибирають залежно, від ступеня газопроявів і висоти положення статичного рівня рідини у свердловині. Гирловий сальник складається з самовстановлюваної сальникової головки і

трійника. Він герметизує вихід гирлового штока за допомогою сальникової головки і забезпечує відведення продукції через трійник. Трійник вкручують у муфту НКТ. Особливістю сальника є наявність просторового кульового шарніру між головкою сальника і трійником. Кульове з'єднання забезпечує самовстановлення сальника при неспіввісності сальникового штока з віссю НКТ, виключає однібічне спрацювання ущільнення набивки і полегшує процес зміни набивки. Самовстановлювані гирлові сальники розраховані на робочий тиск 4 МПа.

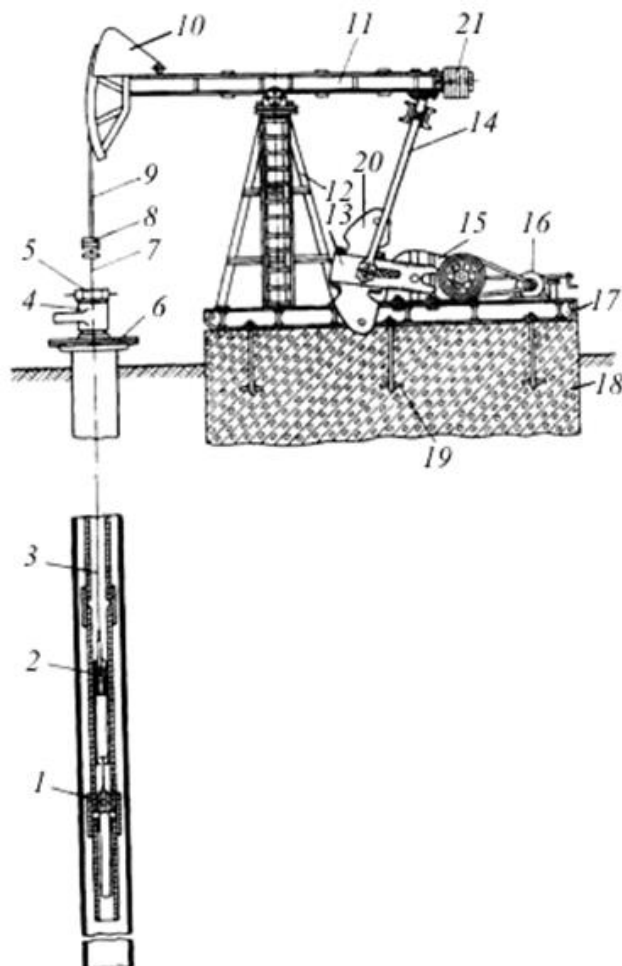


Рисунок 12.9 – Штангова насосна установка:

- 1 – свердловинний насос; 2 – насосно-компресорні труби; 3 – штанги;  
 4 – трійник; 5 – сальник; 6 – план-шайба; 7 – полірований шток;  
 8 – траверси; 9 – підвіска; 10 – головка балансира; 11 – балансир; 12 – опора;  
 13 – кривошип; 14 – шатун; 15 – редуктор; 16 – електродвигун;  
 17 – рама; 18 – бетонна основа; 19 – анкерні болти; 20 – роторна противага;  
 21 – балансирна противага

<https://studfile.net/preview/5726405/>

Колона НКТ підвішена на конусі у хрестовині і розміщена ексцентрично відносно осі свердловини, що уможливило спускання приладів у затрубний простір через спеціальний гирловий патрубок 9 (рис. 12.3) із засувкою. Для перепуску газу із затрубного простору у промисловий нафто трубопровід і

запобігання розливанню нафти у випадку обриву гирлового штоку передбачені зворотні клапани. Обладнання іншого типу містить муфтову підвіску НКТ.

*Насосні штанги.* Штанги призначені для передавання зворотно-поступального руху плунжера насоса. Штанга становить стрижні круглого перерізу. Випускають штанги з легованих сталей діаметром (по тілу) 12, 16, 19, 22, 25, 28 мм і довжиною 8 м для нормальних і корозійних умов експлуатації. Для регулювання довжини колони штанг з метою нормальної посадки плунжера у циліндр насоса є також укорочені штанги довжиною 1; 1,2; 1,5; 2 і 3 м. Штанги з'єднуються муфтами (з'єднувальними і перевідними). Для цього кінці штанг мають потовщені головки з накатаною різьбою і квадратним перерізом для захоплення ключами. Випускаються також пустотілі (трубчасті) штанги з труб (зовнішній діаметр 42 мм, товщина стінки 3,5 мм) з привареними до них головками (з труби діаметром 56 мм і товщиною стінки 12 мм). Їх використовують для експлуатації неглибоких (до 1 200 м) свердловин. Особлива штанга – це гирловий (сальниковий) шток (діаметр 31 і 36 мм), який з'єднує колону штанг з канатною підвіскою. Поверхня його полірована (полірований шток).

*Штангові свердловинні насоси.* Існує декілька конструкцій ШСН. Розглянемо конструктивні особливості насосів (семи типів і трьох виконань), які застосовують на вітчизняних промислах за нормальних і ускладнених умов експлуатації (рис. 12.10). Вони забезпечують подачу 5,5–400 м<sup>3</sup>/добу при глибині підвішування насоса до 3 500 м. За способом кріплення до колони НКТ розрізняють свердловинні насоси *вставні (НСВ)* і *невставні (НСН)*.

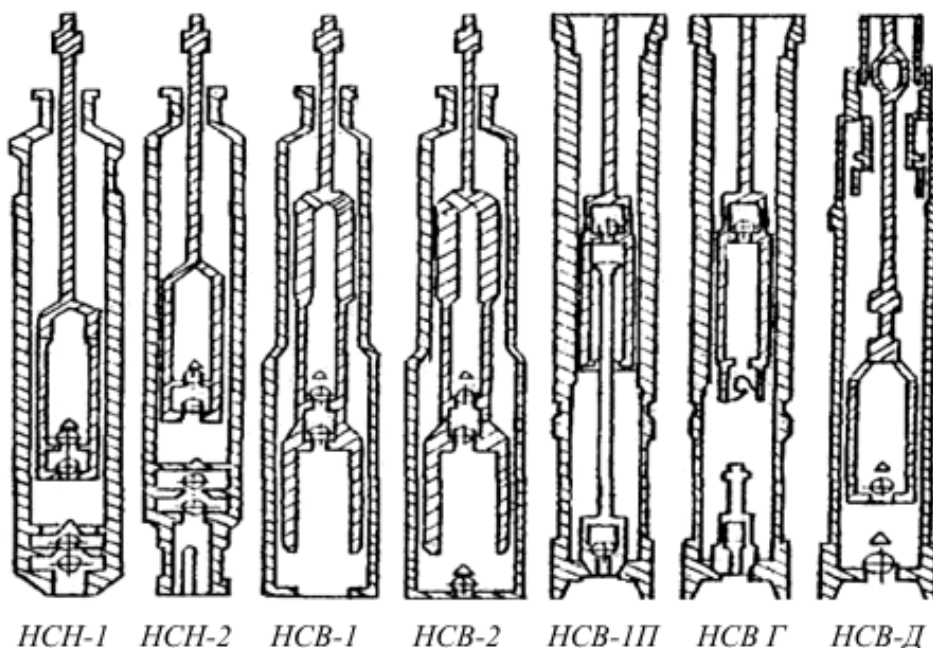


Рисунок 12.10 – Схеми свердловинних-штангових насосів

[https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9\\_%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81)

Циліндр невставного (трубного) свердловинного насоса приєднується до колони НКТ і разом із нею опускається у свердловину. У насоса НСН плунжер уводиться через НКТ у циліндр разом із підвішеним до нього всмоктувальним клапаном на насосних штангах. Щоб не пошкодити плунжер під час спуску, його діаметр роблять меншим за внутрішній діаметр НКТ приблизно на 6 мм. Застосовувати НСН доцільно у свердловинах із більшим дебітом, невеликою глибиною спуску і більшим міжремонтним періодом. Щоб замінити насос (циліндр), необхідно витягати штанги і труби.

У верхній частині плунжера невставного насоса НСН-1 розміщуються нагнітальний клапан і шток із перевідником під штанги. До нижнього кінця плунжера за допомогою наконечника на захватному штоці вільно підвішується всмоктувальний клапан. Під час роботи клапан сідає у сідло корпусу. Підвішувати всмоктувальний клапан до плунжера необхідно для зливу рідини з НКТ перед їх підйомом, а також для зміни клапана без підйому НКТ. Наявність захватного штока всередині плунжера обмежує довжину його ходу, яка у насосах НСН-1 не перевищує 0,9 м.

У невставному насосі НСН-2 на відміну від насоса НСН-1 нагнітальний клапан розміщено на нижньому кінці плунжера. Для витягування всмоктувального клапана без підйому НКТ використовують ловець (байонетний замок), який прикріплюють до сідла нагнітального клапана. Ловець має дві фігурні канавки для зачеплення. У клітку всмоктувального клапана угвинчено шпindel (укорочений шток) із двома потовщеними шпильками. Після посадки всмоктувального клапана у сідло корпусу поворотом колони штанг на один-два оберти проти ходу годинникової стрілки добиваються, щоб шпильки шпінделя ковзали по канавках ловця і всмоктувальний клапан від'єднувався від плунжера. Захоплення відбувається після посадки плунжера на шпindel при повороті колони штанг за ходом годинникової стрілки.

Невставний насос НСН-2 випускають із верхнім і нижнім кріпленням циліндра до НКТ. У другому випадку циліндр насоса нижнім кінцем встановлюють у муфту НКТ за допомогою перехідника, а верхній його кінець вільний, тобто циліндр розвантажений.

Максимальна глибина спуску невставних насосів НСН-2 із нижнім кріпленням порівняно з насосами НСН-1, а також з насосами НСН-2 з верхнім кріпленням збільшується відповідно з 1 200 і 1 500 м до 2 200 м.

Вставний свердловинний насос НСВ у зібраному вигляді спускають усередину НКТ на штангах. Кріплення (посадка та ущільнення) насоса НСВ відбувається на замковій опорі, яка попередньо опускається на НКТ (замкові опори виготовляють із пружинними або малогабаритними якорями). Насос витягують із свердловини при підніманні лише колони штанг. Тому насоси НСВ доцільно застосовувати у свердловинах з невеликим дебітом при великих глибинах спуску.

Насос НСВ-1 складається з циліндра, плунжера, замка, клапанів нагнітального, всмоктувального та протипісочного. Всмоктувальний клапан угвинчено у нижній кінець циліндра, а нагнітальний – у нижній кінець

плунжера. Для підвищення надійності та довговічності насоса ці клапани виконані подвійними парами «сідло-кулька». Зверху плунжера передбачено шток з перехідником під штанги. Замок і протипісочний клапан розміщені у верхній частині циліндра.

Насос НСВ-2 на відміну від насоса НСВ-1 має замок у нижній частині циліндра. Насос сідає на замкову опору нижнім кінцем. Тим самим уможливується звільнення циліндра насоса від циклічного розтягувального навантаження та істотне збільшення глибини підвішування насосів. Якщо максимальна глибина спуску насосів НСВ-1 не перевищує 2 500 м, то для насосів НСВ-2 вона становить 2 500–3 000 м.

Для експлуатації свердловин в ускладнених умовах розроблено насоси спеціальних типів або виконань. При відкачуванні рідини з об'ємним вмістом піску до 0,2 % надійнішим є насос виконання НСВ-1П, який на відміну від насоса НСВ-1 має одинарні клапани з сідлами із твердого сплаву ВК6-В. Для відкачування рідини з об'ємним вмістом піску понад 0,2 % рідина із плунжера надходить у пустотілі штанги і по них піднімається на поверхню.

Для експлуатації обводнених свердловин (понад 99 %) і зі значними піскопроявами (понад 0,2 %) розроблено насоси виконання НСВ-1В і НСВ-2В, в яких встановлено вузли верхнього і нижнього захисту з еластичними комірцями, які запобігають потраплянню піску у зазор між плунжером і циліндром. Усередині плунжера встановлено сепаратор для відокремлення нафти з відкачуваної рідини і змащування нею третьових поверхонь плунжерної пари.

Для відкачування високов'язкої рідини (до 300 мПа · с) призначено диференційний насос одnobічної дії НСВ-Г, який складається з двох спарених насосів, один з яких (верхній) є робочим, а другий створює додаткове зусилля для проштотування плунжера у циліндрі при ході вниз.

На відміну від насоса НСВ-Г насос НСВ-Д на нижньому кінці нижнього циліндра мав ще один всмоктувальний клапан, який створює додаткову камеру для стискання газованої рідини. При ході плунжерів вгору заповнюється об'єм нижнього циліндра і у кільцевому просторі дотискується газувана рідина. При ході вниз одна частина рідини з нижнього циліндра перетікає у підйомні труби, а інша заповнює кільцевий простір. Така конструкція забезпечує роботу насоса при об'ємному вмісті вільного газу на прийомі не більше від 25 %, а для інших конструкцій допустимий об'ємний вміст вільного газу має не перевищувати 10 %.

Насосом НСВ-Д виконують форсований відбір рідини із свердловин через НКТ, діаметр яких менший за діаметр плунжера. Це досягається особливою його конструкцією – наявністю автозчепу, який складається із зчеплення та захоплювача, та зливного пристрою.

Циліндри насосів бувають втулковими (зібраними з коротких сталевих або чавунних втулок у конусі) і безвтулковими (із суцільної сталеві труби). Плунжери виготовляють із сталевих труб довжиною 1,2; 1,5 і 1,8 м. Зовнішня поверхня плунжера і внутрішня поверхня втулок відполіровані. Залежно від вмісту механічних домішок у відкачуваній рідині застосовують насоси гладкі або з кільцевими канавками на зовнішній поверхні плунжера (типу

«піскозбривач»). Насоси виготовляють чотирьох груп посадок (0; 1; 2; 3) із зазором між плунжером і циліндром, який не перевищує 0,045; 0,02–0,07; 0,07–0,12; 0,12–0,17 мм. Чим більша в'язкість рідини, тим вищою беруть групу посадки. Для відкачування рідини з високою температурою або підвищеним вмістом піску та парафіну рекомендується використовувати насоси третьої групи посадки, а при великій глибині спуску – із меншим зазором.

Умовний розмір насосів (за діаметром плунжера) і довжина ходу плунжера перебувають у межах: для НСВ – відповідно 28–55 мм і 1,2–6 м, а для НСН – 28–93 мм і 0,6–4,5 м.

Насос вибирають з урахуванням складу відкачуваної рідини (наявності піску, газу та води), її властивостей, дебіту та глибини його спуску, а діаметр НКТ – залежно від типу й умовного розміру насоса.

### **Експлуатація свердловин зануреними відцентровими електронасосами**

Особливість установок електронасосів зануреного відцентрового (УЕЗВН) – перенесення первинного двигуна у свердловину до насоса.

*Галузь застосування і принципова схема УЕЗВН.* Галузь застосування – це високодебітні, обводнені, глибокі та похилі свердловини з дебітом 25–1 300 м<sup>3</sup>/добу і висотою підняття 500–2 000 м.

УЕВН складається із зануреного агрегату, обладнання гирла, електрообладнання і НКТ (рис. 12.11). Залежно від поперечного розміру зануреного агрегату УЕВН поділяють на чотири умовні групи: 5, 5А, 6 і 6А (табл. 12.2).

Залежно від кількості агресивних компонентів, які містяться у відкачуваній рідині, насоси установок мають звичайне виконання (УЕВН), підвищені корозійно – (УЕВНК) та зносостійкості (УЕВНЗ). Умови застосування УЕВН за перекачуваними середовищами: рідина із вмістом механічних домішок для УЕВН і УЕВНК не більше як 0,1 г/л, для УЕВНЗ – не більше як 0,5 г/л; вільного газу на прийомі насоса – не більш як 25 %; сірководню – не більше як 0,01 г/л і 1,25 г/л – для УЕВНК; води – не більше як 99 %; водневий показник (рН) пластової води для УЕВН – у межах 6–8,5. Температура у зоні розміщення електродвигуна має не перевищувати 50–90 °С.

Установки випускають за II групою надійності у кліматичному виконанні II (для помірного клімату).

Як приклад наведемо шифри установок: УЕВН 5-130-1200, УЕВНЗ 6-350-110 і УЕВНК 5-130-1200, де крім УЕВН позначено: 3 – модифікація; 5 – група насоса; 130 – подача, м<sup>3</sup>/добу; 1200 – напір, який забезпечує насос, м вод. ст.; З – зносостійке виконання; К – корозійно стійке виконання (решта позначень аналогічні).

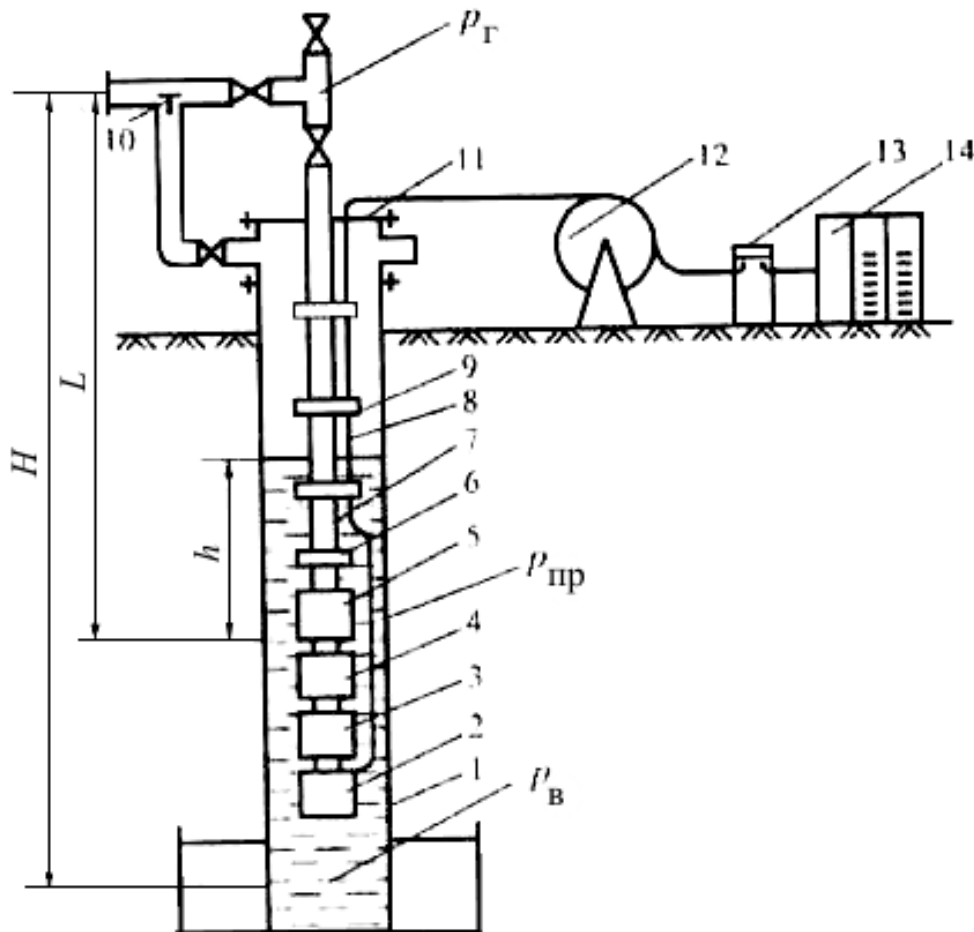


Рисунок 12.11 – Установка зануреного відцентрового електронасоса:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – компенсатор; 3 – електродвигун;  
 4 – протектор; 5 – відцентровий електронасос; 6 – зворотний і спускний  
 клапани; 7 – насосно-компресорні труби; 8 – електричний кабель;  
 9 – кріпильний пояс; 10 – зворотний перепускний клапан; 11 – обладнання гирла;  
 12 – барабан для кабелю; 13 – станція управління;  
 14 – трансформатор

<https://studfile.net/preview/7146189/page:8/>

Занурений агрегат (рис.12.11) складається з відцентрового електронасоса 5, гідрозахисту і електродвигуна 3. Його спускають у свердловину на колоні НКТ 7, підвішеній за допомогою гирлового обладнання 11, яке встановлено на колонній головці експлуатаційної колони 1. Електроенергія від промислової мережі через трансформатор 14 і станцію керування 13 по кабелю 8, прикріпленому до зовнішньої поверхні НКТ закріплювальними поясами 9 (хомутами), подається на електродвигун 3, із ротором якого пов'язаний вал відцентрового електронасоса 5 (ЕВН). Останній подає рідину по НКТ на поверхню. Вище насоса встановлено зворотний кульовий клапан 6, який полегшує пускання установки після її простою, а над зворотним клапаном – спускний клапан для зливання рідини з НКТ при підйомі.

Відцентровий електронасос – це занурений, відцентровий, секційний, багатоступінчастий електронасос. У корпуси секцій встановлюють пакет

ступенів, які становлять зібрані на валу робочі колеса і напрямні апарати. Кількість ступенів відцентрового електронасоса може бути від 127 до 413. У нижній частині насоса у корпус вкручується основа насоса з приймальними отворами та фільтр-сітка, через які рідина із свердловини надходить у насос. У верхній частині насоса розміщується ловильна головка із зворотним клапаном, до якого прикріплюють НКТ.

Як привід насоса використовують занурений, трифазний, асинхронний маслonaповнений електродвигун (ЗЕД) вертикального виконання із короткозамкненим багатосекційним ротором. Обмотка статора з'єднується з колодкою кабельного вводу, який розміщується у головці.

Гідрозахист складається з протектора 4, який встановлюють між ЕВН і ЗЕД, і компенсатора 2, приєднаного до основи ЗЕД. Вони забезпечують змащення і захист ЗЕД від проникання у його порожнину свердловинної рідини.

Від поверхні до зануреного агрегату йде живильний, поліетиленовий (ізоляція в один або два шари), броньований (еластична сталева оцинкована стрічка), круглий кабель (типу КПБК), а у межах зануреного агрегату – площинний (типу КПБП). Перехід від круглого кабелю до площинного зрощується гарячим способом у прес-формах. Будівельна довжина кабелю – 800–1 800 м. Надлишок кабелю після спуску агрегату залишається на кабельному барабані 12.

Станція керування 13 забезпечує вмикання та вимикання установки при ручному і автоматичному керуванні, самозапуск після появи зниклої напруги і аварійне вимикання (перевантаження, коротке замикання, коливання тиску, відсутність припливу у насос тощо).

За допомогою трансформатора 14 збільшують напругу подавання електроенергії від напруги промислової мережі (380 В) до напруги живильного струму у ЗЕД (380–6000 В) з урахуванням втрат напруги у кабелі.

Обладнання гирла типу ОГЕ забезпечує муфтове підвищення НКТ, герметизацію гирла (вивід кабелю і НКТ), подавання продукції та регулювання режиму експлуатації, відведення затрубного газу через зворотний клапан 10 у лінію нафтогазозбирання та можливість виконання різних технологічних операцій. Герметичності виведення кабелю і НКТ досягають за допомогою роз'ємного конуса, вставленого у хрестовину, гумового ущільнення та фланця. Для цього використовують також фонтанну арматуру АФК1Е-65×140.

Для збільшення дебіту та висоти прийняття, зменшення металомісткості УЕВН було розроблено безтрубні конструкції із застосуванням вантажонесучого (100 кН) кабелю-канату, наприклад УЕВНБ 5А-250-1050, де буква Б означає безтрубну установку. У свердловині розміщуються знизу вверху насос, гідрозахист і електродвигун. Це уможливило збільшення діаметра зануреного агрегату і відповідно напору, який розвиває один ступінь, майже удвічі.

За допомогою НКТ, штанги чи троса у свердловину спускають і закріплюють на внутрішній стінці експлуатаційної колони шліпсовий пакер. На кабелі-канаті спускається занурений агрегат і встановлюється на сидло пакера.

Таблиця 12.2 – Технічна характеристика занурених відцентрових електронасосів

Установка	Подача номінальна, м <sup>3</sup> /добу	Напір, м	Рекомендовані робочі параметри	
			Подача, м <sup>3</sup> /добу	Напір, м
Група 5				
У2ЕВН5-40-1400	40	1 400	25–70	1 425–1 015
УЕВН5-80-1200	80	1 205	60–115	1 285–715
У3ЕВН5-130-1200	130	1 165	100–155	1 330–870
У2ЕВН5-200-800	200	795	145–250	9 60–545
УЕВН5-80-1550	80	1 600	60–115	1 680–970
УЕВН5-130-1400	130	1 460	100–155	1 700–1 100
УЕВН5-80-1800	80	1 780	60–115	1 905–1 030
УЕВН5-40-1750	40	1 800	25–70	1 850–1 340
Група 5А				
УЕВН5А-100-1350	100	1 350	80–140	1 520–1 090
У1ЕВН5А-160-1100	160	1 070	125–205	1 225–710
УЕВН5А-160-1400	160	1 425	125–205	1 560–1 040
У1ЕВН5А-250-800	250	810	190–330	890–490
У1ЕВН5А-250-1000	250	1 000	190–330	1 160–610
У1ЕВН5А-360-600	360	575	290–430	660–490
У2ЕВН5А-360-700	360	700	290–430	810–550
У2ЕВН5А-360-850	360	850	290–430	950–680
У2ЕВН5А-360-1100	360	1 120	290–430	1 260–920
У1ЕВН5А-500-800	500	810	420–580	850–700
УЕВН5А-160-1750	160	1 755	125–205	1 920–1 290
Група 6				
У1ЕВН6-100-1500	100	1 500	80–145	1 610–1 090
У2ЕВН-160-1450	160	1 590	140–200	1 715–1 230
У4ЕВН6-250-1050	250	1 185	190–340	1 100–820
У2ЕВН-250-1400	250	1 475	200–330	1 590–1 040
У2ЕВН-350-850	350	890	280–440	1 035–560
УЕВН6-500-750	500	785	350–680	930–490
УЕВН6-100-1700	100	700	80–145	1 820–1 230
УЕВН6-350-1100	350	1 120	280–440	1 280–700
УЕВН6-250-1600	250	1 580	200–330	1 700–1 075
У1ЕВН-500-1100	500	1 090	350–680	1 350–600
У1ЕВН6-700-800	700	800	850–900	850–550

На гирлі кабель-канат герметизується у сальнику арматури. Рідина подається по обсадній колоні на поверхню. Дана конструкція ускладнює боротьбу зі шкідливим впливом піску, відкладами парафіну.

## Особливості експлуатації свердловин зануреними гвинтовими електронасосами

Принципова схема установок гвинтових електронасосів (УЕГН) аналогічна схемі УЕВН.

Основна відмінна особливість полягає у використанні гвинтового насоса та тихохідного електродвигуна. Тихохідність (частота обертання  $1\ 500\ \text{хв}^{-1}$  порівняно з частотою обертання  $2\ 820\ \text{хв}^{-1}$ ) електродвигуна, який використовують у УЕВН, досягається відповідними з'єднаннями та укладаннями статорної обмотки.

Розроблено установки типу УЕГНТ 5А ( $T$  означає тихохідний) на подачу  $16\text{--}200\ \text{м}^3/\text{добу}$  при напорі  $1200\text{--}900\ \text{м}$ . Їх подача менше залежить від напору. Вони виявились ефективними при роботі на в'язких рідинах (до  $6 \times 10^{-4}\ \text{м}^2/\text{с}$ ) і витратному газомісті на прийомі до 0,5. Сфера застосування їх обмежена температурою (до  $30\text{--}70\ \text{°C}$ ) унаслідок теплового розширення. Це визначає різний натяг або зазор-посадку гвинта в обоймі. Слабкою ланкою поки що є гумова обойма.

За принципом дії гвинтовий насос аналогічний об'ємному, а за способом передавання енергії рідини – ротаційному.

Конструкція свердловинного гвинтового насоса передбачає використання двох зрівноважених гвинтів із правим і лівим напрямом спіралі (рис. 12.12).

Осьові зусилля від гвинтів прикладені до ексцентрикової з'єднувальної муфти, розміщеної між ними, і взаємно компенсуються. Гвинти приводяться у дію від розміщеного у нижній частині електродвигуна через протектор, ексцентрикову пускову муфту та вал.

*Ексцентрикові муфти* забезпечують необхідне обертання гвинтів. За допомогою *пускової муфти* здійснюється пуск насоса при максимальному моменті двигуна, вмикається насос при аварійному виході його з ладу, запобігається рух гвинта у протилежний бік при знеживленні двигуна або при неправильному підімкненні кабеля.

Рідина приймається із свердловини через дві фільтрові прийомні сітки, розміщені зверху верхнього і знизу нижнього гвинтів. Рідина виходить через простір між гвинтами, а далі – по кільцю між корпусом обойми верхнього гвинта і кожухом насоса до багатофункціонального запобіжного клапана поршнево-золотникового типу. Обійшовши через отвір запобіжний клапан, рідина проходить у шламову трубку і потрапляє у НКТ.

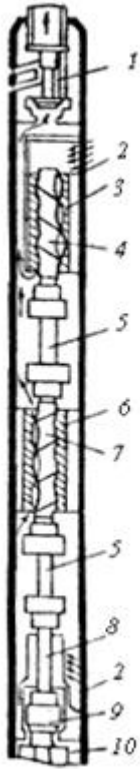


Рисунок 12.12 – Схема свердловинного гвинтового електронасоса

- 1 – запобіжний клапан;
  - 2 – фільтрові сітки;
  - 3 – обойма верхнього насоса;
  - 4 – робочий гвинт верхнього насоса;
  - 5 – шарнірні муфти;
  - 6 – обойма нижнього насоса;
  - 7 – робочий гвинт нижнього насоса;
  - 8 – вал;
  - 9 – пускова муфта;
  - 10 – протектор
- <https://ppt-online.org/467837>

Запобіжний клапан пропускає рідину у НКТ при спуску насоса у свердловину і з НКТ – при піднятті, а також перепускає рідину з НКТ у затрубний простір при зупинках насоса, недостатньому припливі з пласта, умісті у рідині великої кількості газу, підвищенні тиску на гирлі понад регламентоване значення (об’ємний насосне може працювати при закритому викиді).

Шламова труба являє собою заглушений зверху патрубков із боковими отворами. Вона захищає насос від потрапляння у нього механічних твердих частинок із поверхні та з відкачуваної рідини при зупинках. Шлам збирається між внутрішньою поверхнею НКТ і зовнішньою поверхнею шламової труби.

Робочим органом гвинтового електронасоса (ЕГН) є однозахідний черв’ячний гвинт 1, який обертається у обоймі 2 (їх переріз показано на рис. 12.13). Внутрішня поверхня обойми являє собою двозахідну гвинтову поверхню, яка відповідає однозахідному гвинту. Крок гвинтової поверхні  $T_{г.п}$  удвічі перевищує крок гвинта  $t_{гв}$ , тобто  $T_{г.п} = 2 t_{гв}$ . Гвинт виготовлений зі сталі або з титанового сплаву; обойма – гумова у сталевому корпусі.

Обойма нерухома. Поперечні перерізи обойми у будь-якому місці однакові, але повернуті один відносно одного навколо осі обойми (центр  $O_1$  кола 3). Через відстань уздовж осі, що дорівнює  $T_{г.п}$ , ці перерізи збігаються. Будь-який поперечний переріз гвинта є кругом діаметром  $D$ . Центри  $O_2$  цих кругів лежать на гвинтовій лінії, проекцію яких на рис. 12.13 показано у вигляді кола 4 із центром  $O_3$ . Вісь гвинтової лінії (яка відповідає центру  $O_3$ ) є віссю обертання усього гвинта. Відстань, на якій центр поперечного перерізу (круг) гвинта розміщується від його осі, називають *ексцентриситетом*  $e$ .

Під час роботи насоса гвинт здійснює складний рух. Гвинт обертається навколо своєї осі, тобто кожний поперечний переріз гвинта, (круг) обертається навколо свого центра  $O_2$ . Одночасно вісь гвинта (вісь гвинтової лінії) здійснює планетарний рух у зворотному напрямку (обертається по колу 5 діаметром  $d = 2e$  із центром  $O_1$ ). Динаміка руху гвинта стає зрозумілою, якщо уявити собі нерухоме зубчасте колесо з внутрішнім зачепленням по колу 6 діаметром  $D = 4e$ , по якому котиться шестерня (коло 4 діаметром  $d = 2e$ ), причому сама шестерня навколо своєї осі котиться у зворотному напрямку.

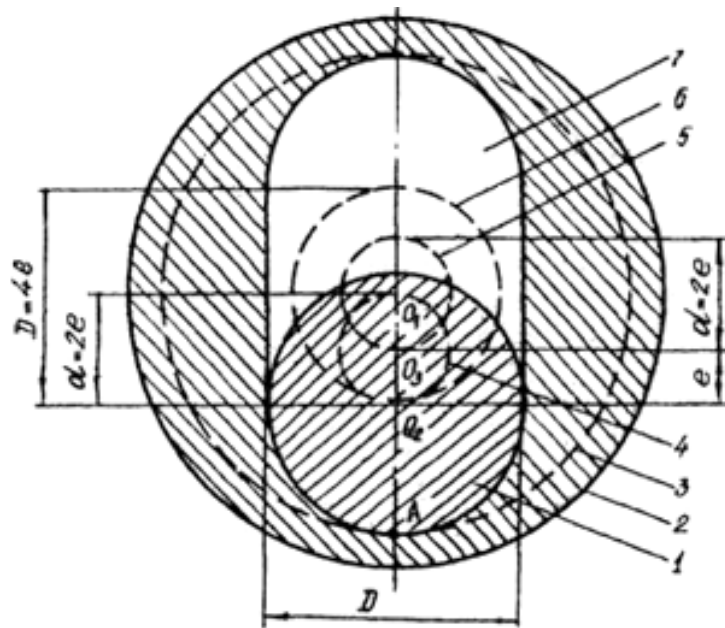


Рисунок 12.13 – Переріз гвинта і обойми насоса  
[https://studbooks.net/2554834/tovarovedenie/vintovye\\_nasosy](https://studbooks.net/2554834/tovarovedenie/vintovye_nasosy)

При такому русі гвинта для перерізу насоса, який показано на рисунку 12.13, за один оберт переріз гвинта переміститься з крайнього нижнього положення у крайнє верхнє і повернеться назад, а точка  $A$  на контурі перерізу гвинта обертатиметься навколо центра  $O_2$  і дотикатиметься до поверхні обойми. Переріз внутрішньої порожнини обойми можна подати у вигляді двох розсунутих один відносно одного на відстані  $D = 4e$  півкругів діаметром  $D$  і двох загальних дотичних. Тоді площа перерізу 7, що зайнята рідиною, яка відкачується, при будь-якому положенні перерізу гвинта дорівнює  $4e D$ .

Гвинт і обойма по своїй довжині утворюють ряд послідовно замкнених порожнин, оскільки гребінь спіралі гвинта по усій довжині перебуває у неперервному дотику з обоймою. Ці порожнини при обертанні гвинта пересуваються від прийому насоса до його викиду. Оскільки при обертанні гвинт в осьовому напрямі не рухається, то рідина переміщуватиметься вздовж осі на відстані одного кроку при повороті гвинта на один оберт.

Тоді теоретична подача за один оберт:

$$q_{\text{теор}} = 4e \cdot D \cdot T_{\text{г.п}} \quad (12.1)$$

хвилинна теоретична подача:

$$q_{\text{теор}} = 4e \cdot D \cdot T_{\text{г.п}} \cdot n \quad (12.2)$$

і добова фактична подача:

$$Q = 1440 \cdot 4e \cdot D \cdot T_{\text{г.п}} \cdot n \cdot \alpha_n \quad (12.3)$$

де  $n$  – частота обертання вала,  $\text{хв}^{-1}$ ;

$\alpha_n$  – коефіцієнт подачі (об'ємний ККД) насоса,  $\alpha_n = 0,7-0,9$ .

Коефіцієнт  $\alpha_n$  враховує витікання рідини через лінію дотику гребеня спіралі гвинта з внутрішньою поверхнею обійми, наявність газу у суміші, усадку рідини.

Підбір насосів аналогічний підбору ЕВН.

### Контрольні запитання

1. Опишіть схему і принцип роботи штангової насосної установки.
2. Яке призначення гирлового обладнання?
3. Яке призначення насосних штанг?
4. Які конструктивні особливості штангових насосних установок?
5. Яка галузь застосування і принципова схема УЕЗВН?
6. Які особливості експлуатації свердловин зануреними гвинтовими електронасосами?
7. Опишіть конструкцію свердловинного гвинтового насоса.
8. Яке призначення ексцентрикових муфт гвинтового насоса?
9. Яке призначення зворотного клапана і шламової труби гвинтового насоса?

### 13 МЕТОДИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

Залежно від складу продукції, яку отримують із газових свердловин, газові родовища поділяють на дві групи: *чисто газові* і *газоконденсатні родовища*. На газових родовищах із свердловин поступає чистий газ (називають природним газом) разом з невеликою кількістю вологи і твердими частинками механічних домішок. Природний газ складається переважно із легкого вуглеводню – метану (94–98 %), який не конденсується при зміні пластового тиску. Чисто газові родовища зустрічаються дуже рідко. До складу газоконденсатних родовищ входить не тільки легкий вуглеводень парафінового ряду – метан, але і більш важкі вуглеводні цього ряду. При цьому вміст метану у газі знижується до 70–90 % за об'ємом. Більш важкі, ніж метан вуглеводні при зміні пластового тиску переходять у рідкий стан (конденсуються), утворюючи так званій конденсат. Разом з газом і конденсатом із вибою свердловин поступає вода і тверді частинки механічних домішок. На низці родовищ газу вміщують достатньо велику кількість сірководню і вуглекислого газу (до 25 % від об'єму). Такі газу називаються *кислими*. Крім того, на низці родовищ разом із газом із свердловин поступає достатньо велика кількість цінних інертних газів (здебільшого гелію).

Основний метод видобування газу і газового конденсату – *фонтанний*, оскільки газ у продуктивному пласті має достатньо велику енергію, яка забезпечує його переміщення капілярними каналами пласта до вибою газових свердловин. Як і при фонтанному способі видобутку нафти, газ поступає із вибою до гирла свердловини колоною фонтанних труб.

#### Забезпечення нормальних умов експлуатації газових свердловин

Для забезпечення нормальних умов експлуатації газових свердловин і забезпечення оптимального дебіту цих свердловин велике значення має вибір оптимального діаметру фонтанних труб. *Оптимальний діаметр фонтанних труб* визначають виходячи з двох критеріїв: максимального виносу з вибою свердловини на поверхню твердих і рідких домішок газу і мінімуму втрат тиску у трубах при заданому дебіті газової свердловини. Винесення твердих частинок з вибою свердловини з потоком газу забезпечується тоді, коли швидкість висхідного потоку у свердловині перевищить критичну швидкість, при якій тверді частинки не будуть знаходитись у зваженому стані у потоці газу.

Експлуатація газових свердловин пов'язана з необхідністю забезпечення заданого дебіту газу і газового конденсату (на газоконденсатних родовищах). Вирішення цього основного завдання експлуатації газових свердловин у багатьох випадках залежить від стану привибійної зони свердловини, ступеня її заводнення, наявності у складі газу і конденсату агресивних компонентів (сірководень, вуглекислий газ) і інших факторів, серед яких важливе значення має кількість продуктивних пластів, які одночасно експлуатуються в одній свердловині.

При значному піскопроявленні продуктивного пласта на вибої

утворюються малопроникні для газу піщані корки, які значно знижують дебіт свердловини. При рівності проникностей пласта і піщаного корка дебіт свердловини складає всього 5 % дебіту газу незасміченої свердловини. Навіть якщо проникність піщаної пробки буде у 10 разів більшою, ніж у продуктивного пласту, то і у цьому випадку дебіт свердловини не перевищить 10 % дебіту незасміченої свердловини. Основні завдання, які вирішуються при експлуатації газових свердловин з піскопроявленням на вибої: з однієї сторони, попередження утворення піщаних пробок за рахунок обмеження дебіту свердловини, з іншого боку, вибір такого дебіту свердловин, при якому можна було б забезпечити виніс частинок піску, що проникають на вибій, на поверхню до гирла свердловини. Якщо зниження дебіту свердловини для попередження утворення піщаних пробок буде набагато меншим потенціального дебіту свердловини, то необхідно вирішити питання про захист привибійної зони свердловини від попадання піску і утворення піщаних корків із збереженням високого дебіту свердловин. У цьому випадку для захисту вибою свердловини від попадання піску встановлюють різні фільтри: з круглими отворами, у вигляді щілин і дротяні. Перші два види фільтрів становлять обрізки труб з круглими отворами діаметром 1,5–2 мм або з продовгуватими отворами типу щілин. Дротяні фільтри – це обрізки труб з великими отворами, які обмотані дротом з малим кроком. Для закріплення слабких порід привибійної зони пласта з метою попередження їх руйнування і засмічення вибою у свердловину закачують водяні суспензії різних смол (фенольно-формальдегідних, карбамідних тощо). При цьому смола у пласті відділяється від води і цементує частинки піску, а вода заповнює капілярні канали і виходить із них при освоєнні свердловини.

### **Експлуатація газових свердловин в умовах заводнення привибійної зони**

При експлуатації газових свердловин в умовах заводнення привибійної зони необхідно врахувати такі негативні наслідки: зниження дебіту свердловини, сильне обводнення газу, великий об'єм його сепарації на промислах, небезпечність утворення великого об'єму кристалогідратів тощо. У зв'язку з цим необхідно постійно відкачувати воду з привибійної зони свердловини.

У процесі експлуатації заводнених газових свердловин застосовують періодичне або безперервне видалення вологи із свердловини. *До періодичних методів* відносять: зупинку свердловини (періодичну) для зворотного поглинання рідини пластом; продування свердловини в атмосферу або через сифонні трубки; спінювання рідини у свердловині за рахунок введення у свердловину піноутворюючих речовин. *До безперервних методів* видалення вологи із свердловини відносять: експлуатацію свердловин при швидкостях газу, які забезпечують винесення води з вибою; безперервне продування свердловин через сифонні труби; використання плунжерного ліфта; відкачування рідини свердловинними насосами; безперервне спінювання рідини у свердловині. Вибір того чи іншого методу видалення вологи з газових

свердловин залежить від багатьох факторів, до яких відносяться: геолого-промислова характеристика даного родовища, конструкція свердловини; об'єми води; причини її попадання у свердловину; стадія розробки газового родовища. Наприклад, при малих дебітах газу із свердловини достатньо використання одного з періодичних методів видалення вологи, а при великих дебітах – одного з безперервних методів. Найбільш широко застосовують на практиці відносно недорогий і достатньо ефективний метод введення у свердловину речовин-піноутворювачів. Як піноутворювачі широко використовують поверхнево-активні речовини – сульфанол, синтетичні миючі порошки тощо. Спінена рідина має значно меншу густину і легко виноситься на поверхню з потоком газу.

### **Захист обсадних і фонтанних труб та обладнання від агресивної дії сірководню і вуглекислого газу**

Якщо газова свердловина експлуатується на родовищах з кислими газами, які вміщують велику кількість сірководню і вуглекислого газу, то головним є захист обсадних і фонтанних труб та обладнання від агресивної дії сірководню і вуглекислого газу. Для захисту труб та обладнання від корозії розроблені різні методи: інгібування за допомогою речовин-інгібіторів корозії, використання для обладнання легованих корозійно-стійких сталей і сплавів; використання корозійно-стійких неметалевих і металевих покриттів; використання електрохімічних методів захисту від корозії; використання спеціальних технологічних режимів експлуатації обладнання.

Найбільше поширення у практиці експлуатації газових свердловин при видобуванні кислих газів для захисту від корозії одержали інгібітори, при введенні яких у корозійне середовище швидкість корозії значно знижується, або корозія повністю припиняється. У практиці експлуатації газових свердловин застосовують різні схеми введення інгібіторів: інжекцію інгібіторів у міжтрубний простір; закачування інгібіторів безпосередньо у пласт; введення інгібіторів у твердому стані. У міжтрубний простір інгібітор інжектують за допомогою спеціальної інгібуючої установки. Інгібітор, у визначеній кількості під дією сили тяжіння, постійно подається у міжтрубний простір, поступає на вибір свердловини, потоком газу фонтанними трубами виноситься на поверхню. Наявність у потоці газу з агресивними компонентами інгібітору дозволяє знизити швидкість корозії і значно послабити її небезпечні наслідки. Для боротьби з сірководневою корозією ефективно вводять інгібітори безпосередньо у пласт. Інгібітори у пласти закачують цементувальними агрегатами під тиском один раз на термін від 3 до 12 місяців. Але при закачуванні інгібіторів безпосередньо у пласти необхідно вживати заходів щодо попередження засмічення капілярних каналів пласта.

Для виготовлення внутрішньосвердловинного обладнання (пакери, циркуляційні і запобіжні клапани тощо) використовують леговані корозійностійкі сталі. В окремих випадках для фонтанних і обсадних труб використовують алюмінієві сплави – дюралюміній Д16Т, Д16АТ, хромові нержавіючі сталі 2Х13, 1Х13, Х13, Х9М, Х8.

## **Експлуатація багатопластових газових або газоконденсатних родовищ**

У практиці експлуатації газових і газоконденсатних родовищ зустрічаються однопластові і багатопластові родовища. Експлуатацію багатопластових газових або газоконденсатних родовищ можна проводити двома способами. При першому способі для видобутку газу із продуктивних пластів на кожен пласт пробурюють окрему сітку свердловин, що сумарно призводить для великої кількості свердловин і підвищення капітальних витрат на розробку родовища. При другому способі видобуток газу і газового конденсату з двох і більше пластів ведеться однією сіткою свердловин. При цьому скорочується кількість свердловин, а відповідно капітальні витрати і збільшується дебіт кожної свердловини. Під час експлуатації багатопластових родовищ однією сіткою свердловин найчастіше використовують роздільний відбір із кожного пласта з використанням різних схем. Обов'язковим для кожної із схем є застосування пакерів. Пакер є розділювачем пластів. Ущільнення у пакері створюють за рахунок застосування ущільнюючих кілець з гуми або фторопласту. Пакер закріплюють на різьбі між фонтанними трубами і разом з колоною фонтанних труб опускають у свердловину, яка обладнана обсадними трубами.

При роздільній експлуатації використовують як одну, так і декілька колон фонтанних труб що відповідає кількості пластів. Можлива експлуатація декількох пластів однією свердловиною без розділення пластів, коли газ з усіх пластів поступає у свердловину і через фонтанні труби виходить на поверхню. Але у цьому випадку неможливо контролювати і регулювати розробку окремих пластів.

### **Контрольні запитання**

1. Як поділяють газові родовища залежно від складу вуглеводневої продукції, яку отримують із свердловин?
2. Як визначають оптимальний діаметр фонтанних труб при видобуванні газу?
3. Як впливає стан привибійної зони на дебіт газу?
4. Як впливають піщані корки на продуктивність свердловини?
5. Які існують способи боротьби з піщаними корками?
6. Які методи застосовують для видалення вологи з газових свердловин?
7. Від яких чинників залежить вибір того чи іншого методу видалення вологи з газових свердловин?
8. Які методи використовують для захисту труб і обладнання від корозії?
9. Опишіть способи експлуатації багатопластових газових або газоконденсатних родовищ.

## 14 ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНІ ТА ГІДРОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

### Загальна характеристика методів дослідження свердловин і пластів

Дослідження нафтових і газових свердловин та продуктивних пластів включає великий і складний комплекс взаємозв'язаних і узгоджених методів, різних за теоретичною основою, технологічним та технічним виконанням.

Починається дослідження свердловин вже у процесі їх буріння. Вимір кута нахилу стовбура свердловини та його азимуту (інклінометрія), кавернометрія, відбір та аналіз бурового шламу дозволяють зробити певні висновки про стан свердловини та стратиграфічний розріз розбурюваної площі. Особливу цінність приносить відбір та аналіз кернів, відібраних із нафтонасичених горизонтів.

Не менш важливими є і геофізичні методи дослідження свердловин – електрометричні, радіоактивні, акустичні та інші спеціальні методи. Електричні методи проводяться в необсаджених металеву колоною свердловинах і дозволяють виділити у розрізі нафто-, газо- та водонасичені горизонти, визначити їх товщину та фізико-хімічні властивості (пористість, проникність). Певним недоліком таких методів є те, що вони характеризують тільки відносно вузьку привибійну зону пласта.

Радіоактивні методи проводяться як у процесі буріння свердловин, так і у свердловинах, обсаджених експлуатаційною колоною, тобто при їх експлуатації. Ці методи, доповнюючи електричні, дозволяють вивчити літологію порід, товщину нафтогазонасичених пропластків та їх характеристику (пористість, проникність, нафтогазонасиченість), розміщення водонафтогазових контактів, наявність заколонних перетоків рідини та газу.

Основними методами дослідження свердловин у процесі їх експлуатації є гідрогазодинамічні методи, теоретично достатньо повно обґрунтовані у так званих обернених задачах підземної гідрогазомеханіки. Фактично ці методи вивчають характер припливу рідини та газу до свердловин і ґрунтуються на вимірюванні їх дебітів, вибійних тисків, термодинамічних умов фільтрації свердловинної продукції у привибійній зоні та при підйомі на поверхню.

Особливістю гідрогазодинамічних методів дослідження є можливість отримання більш достовірної інформації про геологічну будову нафтових родовищ у цілому та запобігти значних помилок, які можуть мати місце при використанні прямих методів дослідження, наприклад, при визначенні фізичних параметрів продуктивних пластів по керновому матеріалу.

*Гідрогазодинамічні методи* дозволяють отримати осереднену (інтегральну) характеристику промислових колекторів. Практично це єдині можливі у даний час методи, які дозволяють вивчати віддалені від свердловин зони пласта.

Основними гідрогазодинамічними методами дослідження свердловин є:

1. Дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації (побудова індикаторних ліній припливу рідини до свердловин).

2. Дослідження свердловин при неусталених режимах фільтрації (запис кривої відновлення тиску на вибої свердловин після зміни режиму її роботи).

3. Гідропрослуховування пластів на основі вивчення взаємодії багатьох свердловин.

Обробка результатів таких досліджень дозволяє встановити наступні властивості та параметри нафтового родовища:

– геометричну характеристику покладу, його загальні розміри, характер зміни товщини промислового колектора та його окремих горизонтів, уточнити їх загальні межі, виявити наявність тектонічних та літологічних екранів, розміщення водонафтогазових контактів;

– основні колекторські та газогідродинамічні властивості продуктивних пластів: проникність, гідро- та п'єзопровідність, газонафтонасиченість;

– режим розробки покладу, запаси природної пластової енергії, зокрема і у законтурній області пласта, видобувні запаси нафти і газу;

– максимально допустимий або можливий дебіт свердловин, який не викликає геолого-технічних ускладнень при їх експлуатації.

Такими основними ускладненнями можуть бути:

– руйнування привибійної зони пласта та винесення значної кількості піску на вибої свердловин, передчасні прориви до вибою води чи газу, значне та несподівано інтенсивне збільшення відкладень асфальто-смолистих та парафінових з'єднань;

– гідродинамічні та термодинамічні умови підйому свердловинної продукції на поверхню, зміни тиску та фізико-хімічних властивостей рідин та газу по стовбуру свердловини.

Гідрогазодинамічні методи доповнюють термодинамічні методи дослідження свердловин. Такі методи теж уточнюють геологічну будову промислових колекторів і необхідні для якісної обробки результатів гідродинамічних методів дослідження. З цією метою проводяться також промислові і лабораторні дослідження фізико-хімічних властивостей нафти, газу і води. Шляхом відбору та лабораторного аналізу проб пластової нафти визначаються такі параметри, як газовміст, тиск насичення, об'ємний коефіцієнт нафти, її пружність та інші, які теж потрібні для обробки результатів гідродинамічних досліджень.

Увесь комплекс різних методів дослідження свердловин поділяють на первинні та поточні.

*Первинні дослідження* проводяться у період розвідки та промислово-дослідної розробки нафтового родовища. Головним завданням їх є якомога детальніше вивчення геологічної будови родовища й підготовка вихідних даних для складання проєкту його розробки. Одночасно ці дослідження дають можливість визначити видобувні можливості свердловин, ускладнення в їх роботі та запроектувати найбільш раціональний спосіб їх експлуатації.

Первинні дослідження повинні включати в себе увесь їх комплекс – електричні, геофізичні, гідрогазодинамічні та інші спеціальні методи.

*Поточні дослідження* виконуються в експлуатаційних видобувних та нагнітальних свердловинах у період їх експлуатації та у процесі розробки родовища. Їх задачею є отримання таких даних, які необхідні для аналізу стану розробки родовища, а також для підтримання чи зміни технологічного режиму роботи свердловин, визначення стану їх привибійної зони, ефективності проведення геолого-промислових заходів по дії на привибійну зону тощо. Здебільшого, при поточних дослідженнях застосовуються тільки гідрогазодинамічні та термодинамічні методи.

Для проведення досліджень на кожному нафтовому промислі технічні та геологічні відділи складають план-графік, який визначає перелік обов'язкових видів дослідження усіх свердловин та їх періодичність. Так, наприклад, гідродинамічні дослідження при усталених і неусталених режимах фільтрації потрібно проводити не менше одного разу у два роки, знімання профілю припливу, інтервалу обводнення, профілю приймальності нагнітальних свердловин кожного року, а вимірювання пластового та вибійних тисків значно частіше.

Результати усіх видів дослідження свердловин заносяться у паспорт свердловин і вони повинні використовуватись для аналізу і встановлення оптимальних умов розробки нафтових родовищ та експлуатації свердловин.

### **Геофізичні методи дослідження свердловин**

Геофізичні методи дослідження свердловин використовують для:

- вивчення геологічного розрізу свердловин, виявлення продуктивних горизонтів та оцінки їх колекторських властивостей;
- вивчення технічного стану свердловин, як у процесі буріння, так і по його закінченню;
- проведення спеціальних операцій у свердловинах.

Геофізичні методи, які використовуються для вивчення геологічних розрізів свердловин, залежно від фізичних властивостей порід, на яких вони ґрунтуються, розділяють на: *електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні, геохімічні.*

Суть довільного геофізичного методу полягає у вимірюванні уздовж стовбура свердловини певної величини, яка характеризується однією або сукупністю фізичних властивостей гірських порід розрізу свердловини. Фізичні властивості порід мають зв'язок з їх літолого-геологічною характеристикою і це дає змогу на основі результатів вимірювань одержувати інформацію про розріз свердловини.

*Технічний стан свердловин контролюють* за допомогою комплексу геофізичних методів, до яких відносяться:

- інклінометрія – призначена для вимірювання викривлення стовбура свердловини;
- профілеметрія – визначення форми перерізу стовбура свердловини;

– контроль цементування свердловин – визначення висоти підйому тампонажного розчину у заклонному просторі, повноти заміщення тампонажним розчином промивальної рідини, ступеня зчеплення тампонажного каменю з обсадною колоною та породами;

– дефектометрія – контролю якості обсадних труб, тобто виявлення тріщин, місць порушення герметичності тощо.

*Електричні методи* дослідження геологічного розрізу свердловини базуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, до яких відносяться питомий електричний опір або електропровідність, абсолютна діелектрична проникність, природна електрохімічна активність та інші. До електричних відносять методи позірною опору потенціалів самочинної поляризації опору заземлення, потенціалів викликаного поляризації та діелектричні методи.

*Методи позірною опору* складають стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, мікро каротаж, резистивіметрію.

Питомий опір порід в умовах природного залягання залежить від мінералізації пластових вод, температури, електричного опору породоутворюючих мінералів та інших факторів. Практично у свердловинах заміряють деякий параметр, який називають *позірним опором* і який залежить від питомого опору породи. Результати замірів позірною опору представляють у вигляді кривої, яка відображає залежність  $r_n$  від глибини,

В основу *радіоактивних методів* дослідження свердловин покладено вимірювання природного або штучно викликаного радіоактивного випромінювання гірських порід.

Радіоактивні методи поділяються на методи реєстрації природних випромінювань гірських порід і методи реєстрації вторинних випромінювань, пов'язаних з опроміненням порід з допомогою спеціальних джерел, розміщених у свердловинному приладі. Серед останніх виділяють дві підгрупи методів, які базуються на опроміненні гірських порід гамма-квантами і нейтронами. В обох підгрупах виділяють стаціонарні та імпульсні методи. Важливою перевагою більшості ядерних методів є можливість їх застосування як у необсаджених, так і в обсаджених обсадними колонами свердловинах.

*Акустичні методи геофізичних досліджень* у свердловинах ґрунтуються на вивченні пружних властивостей гірських порід при поширенні у них пружних деформацій. Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах залежить від мінералогічного складу, пористості, структури порового простору, типу флюїду і тісно зв'язана з літолого-петрографічними властивостями порід. У таблиці 14.1 наведені діапазони значень швидкостей для деяких гірських порід і пластових флюїдів.

При акустичному каротажі реєструється повне відображення сигналу, тобто його звукові образи: хвильові картини – графічний фото запис повного сигналу спільно з почасовими марками і фазокореляційні діаграми – запис повного сигналу у вигляді фазових ліній.

Таблиця 14.1 – Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах

Гірська порода	Швидкість, м/с	Гірська порода	Швидкість, м/с
Глина	1 200–2 500	Кам'яна сіль	4 500–5 500
Мергель	2 000–3 500	Кристалічні породи	4 500–6 500
Пісковик незцементований	1 500–2 500	Вода, промивальна рідина	1 500–1 700
Пісковик щільний	3 300–5 250	Нафта	1 300–1 400
Вапняк	5 570–7 100	Вуглеводневі гази	430–450
Ангідрит	5 800–6 100		

При акустичному каротажі застосовується триелементний зонд, який складається із випромінювача і двох розташованих на деякій відстані від нього приймачів. Відстань між приймачами називається *базою зонда*. Довжина зонда визначається відстанню між випромінювачем і приймачем.

### Методи дослідження технічного стану свердловин

Для дослідження технічного стану свердловин застосовується комплекс різних геофізичних методів.

*Інклінометрія* використовується для вимірювання кута і магнітного азимуту викривлення стовбура свердловини. Кут нахилу стовбура (зенітний кут) свердловини визначається між вертикаллю і фактичним напрямком стовбура свердловини. Магнітний азимут викривлення характеризується кутом у горизонтальній площині між напрямком на магнітний полюс (північ) і напрямком горизонтальної проекції осі свердловини.

Кут і азимут викривлення свердловин вимірюють інклінометрами з дистанційним електричним заміром, фото інклінометрами і гіроскопічними інклінометрами.

Найбільш розповсюджені інклінометри з оберальною немагнітною рамкою, які дають змогу проводити багаторазове вимірювання кута і азимута викривлення на заданих глибинах свердловини. Азимут викривлення визначається у цих приладах з допомогою магнітної бусолі, а кут викривлення від вертикалі у площині викривлення – виском. Визначення азимута викривлення такими приладами можливе тільки у не обсаджених свердловинах. Для вимірювання азимута викривлення в обсаджених свердловинах можуть використовуватись гіроскопічні інклінометри.

За результатами систематичних замірів кута і азимуту викривлення на різних глибинах свердловини будують інклінограми – проекції стовбура свердловини на горизонтальну і вертикальну площини.

*Кавернометрія* використовується для визначення усередненого діаметру свердловини. Для вимірювань застосовують каверноміри, при допомозі яких записують криву зміни діаметра свердловини з глибиною (*кавернограму*). Найбільше використовують каверноміри з чотирма підпружиненими важелями,

які розташовані попарно у двох взаємно перпендикулярних площинах і притискаються своїми довгими плечами до стінки свердловини (рис. 14.1). Коротке плече важеля з'єднане з реостатом. Зміна положення довгих важелів залежно від діаметра свердловини призводить до зміни електричного опору датчика і реєструється на поверхні.

Каверномір опускається у свердловину на каротажному кабелі при зімкнутих важелях. Вимірювання усередненого діаметра здійснюється у процесі підйому каверноміра.

Максимальна похибка вимірювання діаметра свердловин складає 10 мм при діапазоні вимірювань від 70 мм до 760 мм.

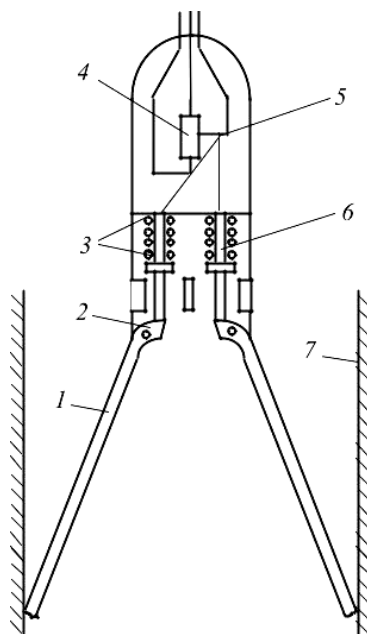


Рисунок 14.1 – Принципова схема каверноміра:

1 – довге плече важеля; 2 – коротке плече важеля; 3 – пружина;  
4 – реостат; 5 – тросик з повзунком; 6 – шток; 7 – стінка свердловини  
<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/42ee49a7-ee50-4dc7-9dcd-79fbaecf024f>

*Профільметр*я використовується для, визначення діаметра свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах, що дозволяє оцінювати форму поперечного перерізу стовбура свердловини. Якщо діаметри свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах суттєво відрізняються, то це свідчить про наявність жолобних виробок або інших порушень конфігурації стовбура свердловини.

Найпростіша конструкція профілеміра побудована на принципі чотирьохважільного коверноміра, в якому змінено кінематичний зв'язок важелів – датчиками та збільшена кількість датчиків. Наземна апаратура цих приладів реєструє одночасно розкриття двох пар важелів або діаметр свердловини у взаємно перпендикулярних площинах.

Більш досконалыми приладами цього класу є багатоважільні радіусоміри, представлені восьми- і шістнадцятиточковою вимірювальною системою та доповнені датчиком орієнтації приладу у просторі. Це дає змогу визначати

конфігурацію свердловини з орієнтацією у просторі. Апаратура радіусомірів допускає можливість дискретних замірів у заданих перерізах свердловини або з заданим кроком уздовж цього інтервалу.

Кавернометричний і профілеметричний методи використовуються для визначення розмірів і конфігурації стовбура свердловини, уточнення свердловинних умов при інтерпретації і результатів окремих геофізичних методів, контролю за станом стовбура свердловини у процесі буріння та в інших цілях.

*Методи оцінки якості цементування свердловин* використовуються для визначення непрямих параметрів, що характеризують якість розмежування пластів і герметичність затрубного простору. Найбільш розповсюдженими є методи термометричного, радіоактивного і акустичного контролю якості цементування.

*Термометричний метод* визначення цементного кільця базується на вивченні природних і штучних теплових полів у свердловинах.

У процесі цементування свердловини у затрубному просторі свердловини протікає відновлення природного теплового поля і виділення тепла у результаті гідратації цементу. Розподіл температури на глибині зацементованої свердловини залежить від багатьох факторів: природного теплового поля, співвідношення між промивальною рідиною і тампонажним розчином, часу з початку цементування, теплофізичних властивостей порід тощо. Максимальна температура тепловиділення при твердінні тампонажного розчину із портландцементу спостерігається через 6–9 годин після його приготування.

Аналіз результатів вимірювань температури у процесі твердіння тампонажного розчину дозволяє уточнити за характерним підвищенням температури глибину підйому тампонажного розчину у затрубному просторі.

Метод термометрії може використовуватись також і для діагностики міжпластових перетоків. Характерною ознакою їх можуть слугувати незначні температурні аномалії по глибині свердловини порівняно з природнім розподілом температур.

*Радіоактивні методи контролю цементування свердловин* базуються на реєстрації інтенсивності гамма-випромінювання радіоактивних ізотопів, які додаються до тампонажного розчину при його приготуванні. При цьому інтервал розподілу активованого тампонажного розчину відзначається підвищеною інтенсивністю гамма-випромінювання порівняно з природною радіоактивністю гірських порід.

Для активації тампонажних розчинів використовують радіоактивні ізотопи цирконію, іридію, заліза та інших елементів, які характеризуються малими періодами напіврозпаду. Розчинені у воді солі цих ізотопів додають до води для приготування тампонажних розчинів. У випадку необхідності визначення глибини підйому тампонажного розчину достатньо активувати тільки його верхню порцію.

Розроблена апаратура для контролю товщини цементного кільця при використанні активованих радіоактивними ізотопами тампонажних розчинів. Принцип її дії базується на реєстрації інтенсивності гамма-випромінювання при

обертанні навколо його індикатора свинцевого екрану з прорізом. Інтенсивність гамма-випромінювання за один оберт буде пропорційною товщині цементного каменю.

Гамма-каротаж може використовуватись також для діагностики зон міжпластових перетоків у випадку їх гідродинамічного зв'язку із внутрішньою порожниною обсадної колони.

*Акустичний метод контролю цементування свердловин* базується на вимірюванні амплітуди заломленої повздовжньої хвилі та часу пробігу пружних коливань. Метод дозволяє визначити глибину підйому тампонажного розчину у затрубному просторі, його наявність за колоною, ступінь зчеплення цементного каменю з обсадною колоною і гірськими породами, наявність дефектів у цементному камені.

У вітчизняній практиці використовують акустичні цементоміри:

- АКЦ-4 – для 146–219 мм обсадних колон, максимальна робоча температура 150 °С, максимальний тиск 80 МПа;
- УЗБА-21 – для обсадних колон діаметром до 300 мм, максимальна робоча температура 130 °С, максимальний тиск до 160 МПа;
- АК-1 – для обсадних колон діаметром до 300 мм, максимальна робоча температура 120 °С, максимальний тиск 60 МПа.

З допомогою акустичних цементомірів реєструються амплітуда  $A_k$  поздовжньої хвилі по колоні, амплітуда  $A_n$  хвилі, що поширюється по породі і час  $\Delta t$  поширення поздовжньої акустичної хвилі від випромінювача до приймача. Ці параметри вимірюють одночасно при переміщенні у колоні свердловинного приладу зі швидкістю не більше 1 200 м/г.

Удосконалення акустичних методів контролю цементування здійснюється у напрямках розширення інформації про акустичні властивості середовища, підвищення чутливості приладів та інтерпретації результатів вимірювань. Створений фазокорелограф «Волна», який одночасно реєструє цементограму і зміну з глибиною повного акустичного сигналу та покращує інтерпретацію результатів контролю цементування свердловин.

Методи контролю технічного стану обсадних колон використовуються для виявлення вм'ятин, тріщин, місць порушення герметичності, обривів по тілу труби та інших дефектів.

Відомо багато, методів і приладів для визначення дефектів в обсадних колонах. Це *прямі методи контролю* – оптичний, акустичний, електромеханічний, механічний, магнітний, індукційний, метод розсіяного гамма-випромінювання та *непрямі методи* – резистивиметрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів.

*Оптичний метод* базується на одержанні оптичних зображень стінок обсадних колон та візуальному їх вивченні. Для цього використовують свердловинні фотоапарати, фото- і кінотелевізійні установки. Недолік цього методу полягає в тому, що стан обсадної колони можна контролювати тільки в оптично прозорому середовищі. Крім того, виникають труднощі у діагностиці дефектів обсадної колони на основі візуальних зображень її поверхні.

*Акустичний метод* ґрунтується на реєстрації відображених від поверхні труб високочастотних ультразвукових коливань, що дозволяє одержати акустичний обрис досліджуваної поверхні. Розроблений свердловинний акустичний телевизор дає змогу здійснювати контроль внутрішньої поверхні, обсадних труб на необхідних інтервалах, глибин. З його допомогою можна визначити місцезнаходження перфораційних отворів, тріщин тощо. Недоліки акустичного методу полягають у його нечутливості до локальних порушень геометрії труб (типу вм'ятин) та похибках, зумовлених наявністю на поверхні труб або у буровому розчині різних неметалічних включень (шламу).

*Електромеханічний метод* контролю зміни внутрішнього діаметра базується на вимірюванні переміщень шести-восьми важелів, які ковзають на внутрішній поверхні обсадної колони і їх радіальні переміщення передаються на рухомий контакт реостату, що призводить до зміни співвідношень між електричними опорами і реєструється на поверхні (такий принцип реалізований у каверномірі). Розроблений прилад НЭМ-68 для вимірювань діаметра обсадної колони та реєстрації муфтових з'єднань, характеризується достатньо високою точністю (до 1 мм). Недоліки електромагнітного методу полягають в усередненні результатів вимірювань, а також у неможливості діагностики поздовжніх дефектів.

*Механічний метод* контролю технічного стану обсадних колон базується на такому ж принципі, що і електромеханічні, тільки результати вимірювань реєструються безпосередньо у приладі.

*Магнітний метод* ґрунтується на реєстрації магнітних полів розсіювання навколо отворів у колоні при її намагнічуванні стаціонарним магнітним полем. Розроблений в НДІморгеофізиці локатор перфораційних отворів ЛПО-1 з магнітним датчиком характеризується високою розрізняльною здатністю. Випробування при щільній перфорації 10 отв./м показали можливість діагностики отворів діаметром 7–8 мм і більше. Прилад розрахований на максимально допустимі температуру до 150 °С і тиск до 80 МПа.

Непрямі методи контролю стану обсадних колон (резистивиметрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів) використовуються разом з іншими операціями, зв'язаними з припливом або поглинанням рідини через місце порушення. Дефекти в обсадних колонах установлюються на основі характерних аномалій питомого електричного опору рідини у свердловині, температури та інтенсивності гамма-випромінювання.

### **Гідродинамічні методи дослідження свердловин при усталених режимах їхньої роботи**

Усталеного припливу рідини у свердловину  $Q(t) = \text{const}$  у реальних пластах не існує, оскільки такий приплив можливий тільки при постійному живленні пласта, рівному установленому відбору рідини із свердловини на протязі необмеженого часу. Однак при довготривалій роботі свердловини в обмеженому часі спостережень зміни припливу стають непомітними у межах

точності вимірювальних приладів і приплив рідини у цьому випадку приймається практично стаціонарним, підлеглим законам усталеної фільтрації.

Таким чином, при дослідженні свердловин використовується *метод послідовної зміни стаціонарного стану*.

Дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації полягає в одержанні залежності дебіту від величини депресії  $Q = f(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})$ . Графічний вигляд цієї залежності отримав назву *індикаторної діаграми*, яка характеризує продуктивність свердловини і може бути використана для визначення проникності пласта. Цей метод дуже простий і може застосовуватись за усіх режимів роботи родовища і широко використовується у промисловій практиці при дослідженні різних категорій свердловин. Отримана залежність дебіту від депресії виражається прямою, випуклою чи вгнутою до осі дебіту індикаторною діаграмою.

### Контрольні запитання

1. Для чого використовують геофізичні методи дослідження свердловин?
2. За допомогою яких методів контролюють технічний стан свердловин?
3. На чому базуються електричні методи дослідження геологічного розрізу свердловини?
4. Що покладено в основу радіоактивних методів дослідження свердловин?
5. Охарактеризуйте акустичні методи ГДС.
6. Які Ви знаєте методи дослідження технічного стану свердловин?
7. Що таке інклінометрія, у чому полягає її суть?
8. Що таке кавернометрія, у чому полягає її суть?
9. Що таке профілеметрія, у чому полягає її суть?
10. Поясніть суть термометричного методу оцінки якості цементування свердловин.
11. Які Ви знаєте методи контролю технічного стану обсадних колон?
12. Які Ви знаєте непрямі методи контролю стану обсадних колон?
13. У чому полягає дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації?

## 15 МЕТОДИ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

У процесі розробки нафтових і газових родовищ дебіт експлуатаційних і приймальність нагнітальних свердловин з часом знижуються за рахунок процесів, які проходять у привибійній зоні пласта і визначають ступінь гідродинамічного зв'язку зі свердловинами.

*Привибійна зона пласта* – це зона навколо стовбура свердловини, яка формується у процесі розкриття пласта бурінням і його подальшої експлуатації за рахунок протікання різноманітних процесів, які порушують початкову рівновагу і фізико-механічний стан пласта. Її радіус точно визначити практично неможливо, бо вона, залежно від колекторських властивостей, може приймати найрізноманітнішу конфігурацію за товщиною і простяганням пласта.

Зона, наступна за привибійною зоною пласта, у якій збереглися початкові його властивості, називається *віддаленою зоною пласта*. Колекторські властивості привибійної і віддаленої зони пласта можна оцінити за результатами гідродинамічних досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації.

### Призначення і класифікація методів впливу на привибійну зону пласта

Основне призначення методів впливу на привибійну зону пласта або *інтенсифікації видобутку нафти і газу* полягає у збільшенні проникності привибійної зони за рахунок очищення порових каналів і тріщин від різного роду матеріалів, які відклалися у них (смоли, асфальтени, парафіни, глини, солі тощо), а також розширення і створення нових тріщин і каналів, які поліпшують гідродинамічний зв'язок пласта зі свердловинами.

За характером впливу на привибійну зону пласта методи діляться на *хімічні, механічні, теплові і комплексні*.

В основу *хімічних методів* покладено вплив різними кислотами на породи привибійної зони пласта з метою розчинення частинок, які забруднюють порові щілини, і збільшення діаметрів порових каналів. Найбільш розповсюдженим методом хімічного впливу є солянокислотна обробка.

*Механічні методи* впливу направлені на розширення існуючих або створення нових тріщин. Їх використання найбільш ефективно у міцних, низькопроникних колекторах. Основним методом механічного впливу є гідравлічний розрив пласта. До них також відносяться гідропіскоструминна перфорація, торпедування.

Сутність *теплових методів* полягає у прогріванні привибійної зони з метою розплавлення і видалення з пласта тугоплавких агрегатних структур, а також зменшення в'язкості насичуючих флюїдів. Використовують їх на родовищах з високов'язкими нафтами, які містять велику кількість смол, парафінів, асфальтенів. До них відносяться електропідігрівання, запомповування теплоносіїв, прогрівання парою.

*Методи комплексного впливу* на привибійну зону пласта, які поєднують у собі елементи хімічного, механічного і теплового впливу, використовують у

складних гірничо-геологічних умовах, де проявляються одночасно декілька чинників, які погіршують фільтраційні властивості пласта. До них відносять *термохімічні оброблення, внутрішньопластові термохімічні оброблення, термохімічний вплив.*

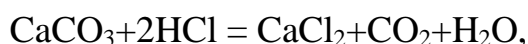
Вибір конкретного методу впливу здійснюється на основі ретельного вивчення стану привибійної зони пласта, складу порід і рідин, а також систематичного узагальнення і вивчення накопиченого геолого-промислового матеріалу по об'єкту, що вивчається.

### **Хімічні методи впливу на привибійну зону пласта**

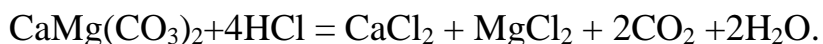
Кислотні оброблення свердловин, які складають основу хімічних методів, використовуються найбільш широко через свою простоту, дешевизну, доступність реагентів, сприятливі умови для їх проведення.

Основний компонент кислотних розчинів, які використовуються для впливу на привибійну зону пласта – соляна кислота.

Розчинами соляної кислоти обробляють карбонатні породи, які містять вапняки, доломіти або теригенні колектори, у складі яких присутні карбонатні цементуючі речовини. Розчинення вапняку у соляній кислоті описується рівністю:



а доломіту рівністю:



Хлористий кальцій  $\text{CaCl}_2$  і хлористий магній  $\text{MgCl}_2$  – солі, добре розчинні у воді і легко видаляються із пласта. Вуглекислий газ  $\text{CO}_2$ , який виділяється, також легко виводиться із пласта.

Оптимальну концентрацію соляної кислоти у розчині приймають рівною 10–16 %.

Використання кислоти низької концентрації (менше 10 %) викликає необхідність нагнітання у пласт великої її кількості, у результаті чого може ускладнитися процес освоєння свердловини після оброблення. Використання кислоти з великою концентрацією (більше 16 %), також не бажано, оскільки це призводить до утворення у пористому середовищі насичених високов'язких розчинів хлористого кальцію і хлористого магнію. Крім того зі збільшенням концентрації кислоти зростають корозійна активність, емульгуюча здатність і ймовірність випадання солей у осад при контакті кислоти з пластовою водою і за рахунок розчинення гіпсу.

Об'єм розчину кислоти для оброблення пласта визначається його товщиною, хімічним складом породи, пористістю, проникністю, а також кількістю попередніх кислотних оброблень. Для початкових оброблень пористих малопроникних порід витрата розчину кислоти становить 0,4–0,6 м<sup>3</sup> на 1 м товщини пласта, для високопроникних порід – 0,6–1,0 м<sup>3</sup>/м. Для вторинних оброблень – відповідно 0,6–1,0 і 1,0–1,5 м<sup>3</sup>/м. Для впливу на

тріщинуваті породи під час початкового оброблення необхідно 0,6–0,8 м<sup>3</sup>/м, а для вторинного оброблення – 1,0–1,5 м<sup>3</sup>/м.

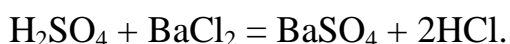
Під час оброблення свердловини до розчину соляної кислоти додають такі реагенти:

1. *Інгібітори* – речовини, які знижують корозійний вплив кислоти на обладнання. За їх допомогою розчин кислоти транспортують, перепомповують і зберігають. Як інгібітори використовують катапін – А, карбозолін – О, реагенти 4411, 4412, тержитол тощо.

2. *Інтенсифікатори* – поверхнево-активні речовини (ПАР), які знижують поверхневий натяг на межі «нафта – нейтралізована кислота», які прискорюють і полегшують очищення привибійної зони від продуктів реакції і відреагованої кислоти. До них відносяться марвелан К (О), реагенти 4411, 4412, тержитол тощо.

3. *Стабілізатори* – речовини, необхідні для утримання у розчиненому стані продуктів реакції, сумішей розчину соляної кислоти із залізом, цементом і пісковиками, а також для видалення із соляної кислоти шкідливої домішки – сірчаної кислоти і перетворення її у розчинну сіль барію.

У цьому випадку розчин соляної кислоти перед запомповуванням у свердловину обробляють розчином хлористого барію BaCl<sub>2</sub>. Утворюється сірчаноокислий барій BaSO<sub>4</sub>, який легко утримується у розчині і видаляється з пор пласта разом з іншими продуктами реакції.



Соляна кислота, взаємодіючи з глинами, утворює солі алюмінію, а з цементом і пісковиками – гель кремнієвої кислоти, які випадають в осад. Для попередження цього явища як стабілізатори використовують оцтову CH<sub>3</sub>COOH і фтористоводневу або плавикову HF кислоти.

Робочий розчин кислоти готують на промислових базах з приймання і зберігання хімічних реагентів. Існує обов'язкова послідовність операцій з виготовлення кислоти, тобто збагачення її необхідними компонентами під час оброблення пласта.

Для приготування робочого розчину у розраховану кількість води вводять спочатку інгібітор і стабілізатор, потім технічну соляну кислоту. Після перемішування додають хлористий барій і знову перемішують до зникнення його пластівців. Потім додають інтенсифікатор і після перемішування дають розчину відстоятися до повного освітлення і осадження сірчано-кислого барію.

Готуючи робочий розчин соляної кислоти, необхідно виконувати правила безпеки, які передбачають наявність спеціального одягу, гумових рукавиць і окулярів. Особливі запобіжні заходи необхідні у користуванні з фтористоводневою кислотою HF, випари якої отруйні.

Для транспортування і нагнітання рідин у пласт під час кислотного оброблення привибійної зони свердловини використовують насосні устаткування УНЦ 1-160-500К (АЗІНМАШ–30А) і АКПП–500, які оснащені

триплунжерним насосом 5НК–500 з приводом, під'єднаним до двигуна автомобіля, обладнанні гумовими цистернами об'ємом 6 і 3 м<sup>3</sup> відповідно.

Для обв'язки насосних агрегатів між собою і з гирлом свердловини використовують блоки маніфольдів типу 1БМ–700, які змонтовані на шасі автомобіля і складаються з напірного і приймально-роздавального колекторів.

Розрізняють декілька видів оброблення свердловин соляною кислотою: *кислотні ванни, прості кислотні оброблення, обробки під тиском, кислотні оброблення через гідромоніторні насадки, пінокислотні оброблення, газокислотні тощо.* Найбільш широко використовуються перші три.

*Кислотні ванни* використовують у свердловинах з відкритим стовбуром для очищення вибою і стінок від забруднювальних речовин – цементної і глинистої кірки, смолистих речовин, парафіну, продуктів корозії тощо. Для свердловин, вибій яких обсаджений колоною і перфорований, кислотні ванни не застосовують. Об'єм кислотного розчину приймають рівним об'єму свердловини від вибою до покрівлі інтервалу, що обробляється. Протягом 16 ÷ 24 годин, шляхом зворотного промивання з допуском труб до вибою, свердловину очищають від забруднювальних речовин і продуктів реакції.

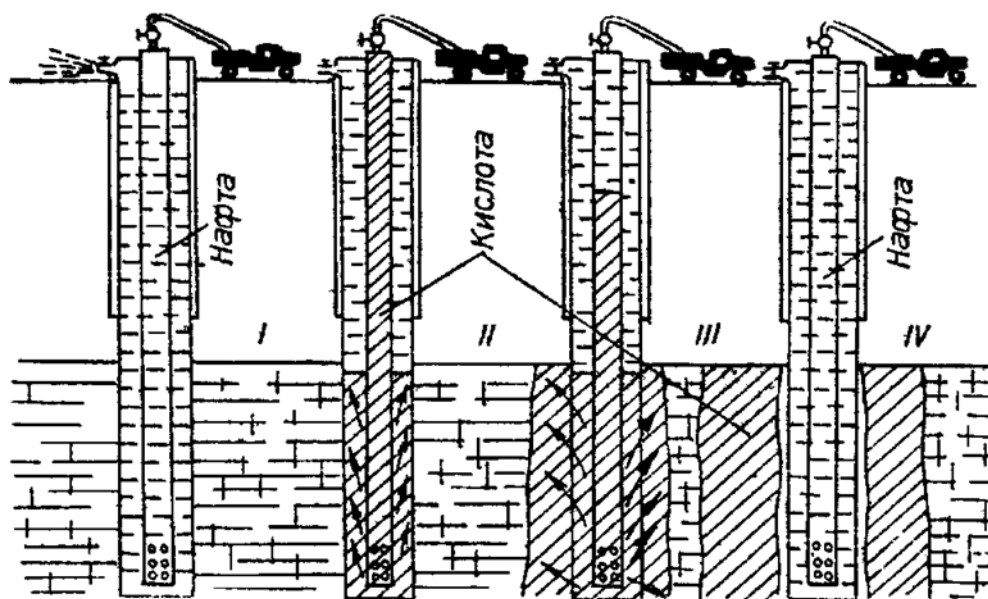


Рисунок 15.1 – Схема проведення кислотного оброблення свердловин:

- 1 – промивання свердловини;
  - 2 – заповнення розрахункового об'єму солянокислотного розчину;
  - 3 – протискування розчину у пласт протискувальною рідиною;
  - 4 – реагування кислоти у пласті
- <https://studfile.net/preview/13173367/page:26/>

*Прості кислотні оброблення* є найбільш поширеним видом хімічного впливу і здійснюються з обов'язковим протискуванням кислотного розчину у пласт. Даний процес оброблення свердловини можна поділити на три етапи: 1) промивання свердловини; 2) заповнення розрахункового об'єму солянокислотного розчину; 3) протискування розчину у пласт протискувальною рідиною у об'ємі, рівному об'єму насосно-компресорних труб і стовбура свердловини від вибою до підшови опущених труб (рис. 15.1). Схему

розміщення обладнання для простого кислотного оброблення показано на рисунку 15.2. Гирло свердловини об'язують з насосним обладнанням і ємностями для кислоти і протискувальної рідини. Як протискувальну рідину для нафтових свердловин використовують дегазовану нафту, для нагнітальних – воду, для газових – конденсат або газоподібні агенти. Після протискування кислоти у пласт, свердловину витримують протягом 2 годин за пластової температури  $15 \div 30$  °С, або  $1 \div 1,5$  год за температури  $30 \div 60$  °С, а за більш високих температур зразу приступають до освоєння свердловини, не закриваючи її на реагування.

*Кислотне оброблення під тиском.* У ході простих солянокислотних оброблень кислота проникає переважно у високопроникні пропластки, збільшуючи і без того добру їх проникність. Низькопроникні прошарки залишаються поза її впливом. Для усунення цього недоліку, зумовленого шаруватою неоднорідністю пласта, чітко виражені високопроникні пропластки перед запомповуванням кислоти тимчасово ізолюють пакерами або блокують високов'язкими емульсіями типу кислота у нафті. За наступного запомповування кислотного розчину під тиском проходить більш глибоке проникнення кислоти у пласт і досягається охоплення кислотним впливом низькопроникних пропластків і ділянок, підвищуючи тим самим ефективність оброблення. Тиск нагнітань під час запомповування кислоти у пласт підвищується до  $15 \div 30$  МПа.

Схема розміщення обладнання для солянокислотного оброблення під тиском аналогічна наведеній вище. Першочергово на свердловині проводяться підготовчі роботи, які включають видалення вибійних корків, парафінових відкладень, ізоляцію обводнених інтервалів, вивчення продуктивного розрізу для виявлення місця розташування високопроникних (поглинаючих) інтервалів. Для збереження обсадної колони від впливу високого тиску у покрівлі розкритого пласта на насосно-компресорних трубах встановлюють пакер з якорем, а високопроникні інтервали блокують, нагнітаючи у них емульсії. Найкращі результати отримані у ході запомповування емульсії із вмістом соляної кислоти до 70–80 %, а решта нафта. Залежно від способу і часу переміщення емульсії можна регулювати її в'язкість. Об'єм нафтокислотної емульсії для запомповування у високопроникні пропластки визначається за формулою:

$$V_e = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (15.1)$$

де  $R$  – запропонований радіус запомповування, м;

$r_c$  – радіус свердловини, м;

$m$  – пористість;

$h$  – товщина високопроникного пропластка, м.

Зазвичай, у розрахунку на 1 м товщини високопроникного пропластка запомповують  $1,5\text{--}2,5$  м<sup>3</sup> емульсії.

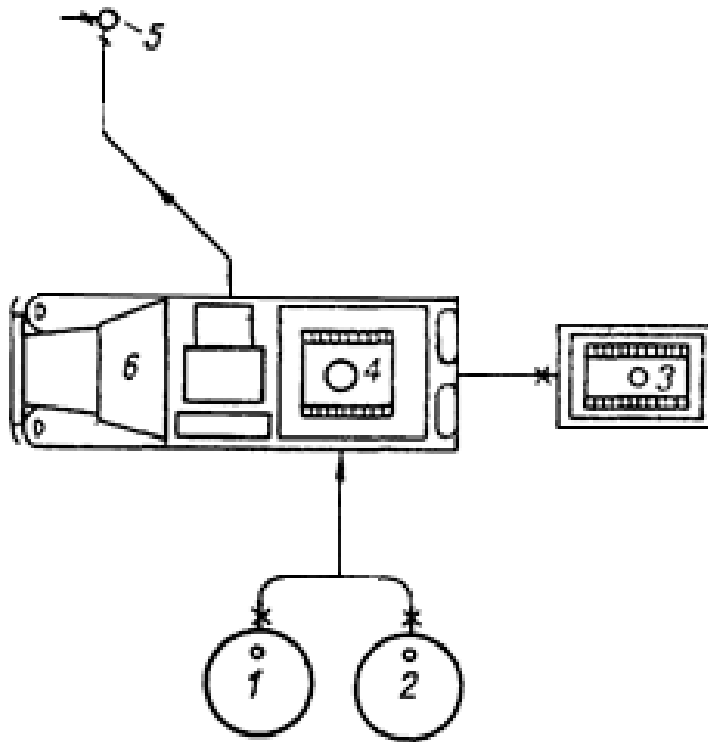


Рисунок 15.2 – Схема обв’язки наземного обладнання для проведення простих кислотних оброблень:

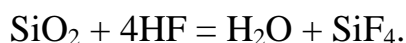
1 – ємність для кислоти; 2 – ємність для протискувальної рідини;  
 3 – ємність-причіп з кислотою; 4 – ємність з кислотою на насосному обладнанні; 5 – гирло свердловини; 6 – насосне обладнання типу УНЦ 1–160–500 К <https://studfile.net/preview/13173367/page:26/>

Поряд зі звичайними солянокислотними обробленнями і обробленнями під тиском застосовують *ступінчасте* або *поінтервальне* оброблення. Для цього усю товщину пласта розбивають на інтервали 10–20 м і по чергово, починаючи з верхнього, обробляють кожен інтервал самостійно. Ізоляцію ділянок, які обробляють, здійснюють за допомогою пакерів, різноманітних хімічних ізоляційних речовин.

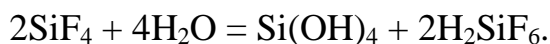
Для впливу на відкриті вибої свердловин з метою зруйнування міцних цементних кірок й інших забруднень, створення направлених каналів для наступного гідравлічного розриву пласта застосовують *кислотострумінні оброблення* або *оброблення через гідромоніторні насадки з каналом профілю стиснутого струменя*. Як гідромонітор можна використовувати гідропіскострумінний перфоратор з попередньою заміною циліндричних чи конічних насадок на насадки з каналами профілю стиснутого струменя, які забезпечують максимальну швидкість його вильоту.

Для кислотних оброблень свердловин, що розкрили теригенні колектори, які складаються переважно з силікатних речовин (кварц) і каолінів, застосовують суміш соляної і фтороводневої (плавикової) кислот, яку називають глинокислотою.

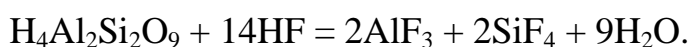
Взаємодія плавикової кислоти (HF) з кварцем проходить за такою реакцією



Фтористий кремній ( $\text{SiF}_4$ ), що утворився, далі взаємодіє із водою:



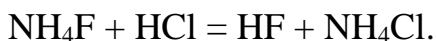
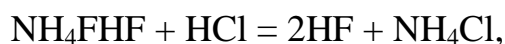
Кремнистоводнева кислота  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  залишається у розчині, а кремнієва кислота  $\text{Si}(\text{OH})_4$  зі зниженням кислотності розчину може утворювати драглеподібний гель, що закупорює канали пласта. Тому, для утримання кремнієвої кислоти у розчині, фтористу кислоту застосовують тільки у суміші з соляною. Робочий розчин кислоти для впливу на теригенні колектори звичайно складає 8–10 % соляної кислоти і 3–5 % фтористоводневої. Фтористоводнева кислота розчиняє алюмосилікати за такою реакцією:



Фтористий алюміній  $\text{AlF}_3$ , що утворився, залишається у розчині, фтористий кремній  $\text{SiF}_4$  далі взаємодіє з водою, утворюючи кремнієву кислоту.

Взаємодія HF з кварцем протікає надзвичайно повільно, а з алюмосилікатами  $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9$  проходить швидко, але не надто активно, як взаємодія HCl з карбонатами. Тому оброблення теригенних колекторів сумішшю соляної і фтористоводневої кислот доцільне як для видалення карбонатних цементуючих речовин, так і для розчинення глинистого матеріалу.

Для приготування розчину застосовують технічну плавикову кислоту із вмістом HF не менше 10 %. Пари фтористоводневої кислоти отруйні, отже, поводження з нею вимагає особливих заходів обережності. Крім того, вартість її дуже висока. Тому широко використовують біфторид-фторид амонію  $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$ , який менш небезпечний у поводженні, порівняно дешевий, хоч також потребує засобів захисту. Нейтралізація соляної кислоти у розчині під дією цього порошку вимагає її підвищеної концентрації для приготування глинокислоти. Реакція проходить за схемою:



Витрата глинокислоти 0,3–0,4 м<sup>3</sup> на 1 м товщини пласта, а для порід, які мають тріщини, 0,75–1,0 м<sup>3</sup>. Поряд з соляною і плавиковою кислотою для оброблення свердловин застосовують також оцтову, сірчану, фосфорну й інші кислоти.

### **Механічні методи впливу на привибійну зону пласта**

З цієї групи варто виділити метод гідравлічного розриву пласта (ГРП). Суть його у нагнітанні рідини під високим тиском, у результаті чого у привибійній зоні розкриваються існуючі тріщини чи утворюються нові. Для попередження змикання тріщин (після зняття тиску) у них разом з рідиною нагнітається крупнозернистий пісок (розклинювальний матеріал). У результаті

збільшується проникність порід привибійної зони, а вся система тріщин зв'язує свердловину з віддаленими від стовбура продуктивними частинами пласта. Радіус тріщин може досягати декількох десятків метрів.

Механізм утворення тріщин під час розриву пласта наступний. Під тиском, що створюється у свердловині насосними агрегатами, рідина розриву, що добре фільтрується, проникає, у першу чергу, у зони з найбільшою проникністю. При цьому між пропластками по вертикалі створюється перепад тисків, оскільки у проникніших пропластках тиск вищий, ніж у малопроникних чи практично непроникних. У результаті на покрівлю і підшву проникного пласта починають діяти розривні сили і вищезалеглі породи зазнають деформації, а на межах пропластків утворюються горизонтальні тріщини. У процесі запопсування нефільтруючої рідини механізм розриву пласта аналогічний механізму розриву товстостінних посудин, тому потрібний більш високий тиск. Тріщини, які при цьому утворюються, мають зазвичай вертикальну або близьку до неї орієнтацію.

Тиск, за якого створюються тріщини, визначається значеннями гірського і пластового тисків, характеристиками міцності порід, наявністю тріщин тощо. Тому тиск розриву навіть у межах одного пласта неоднаковий і може змінюватись у широкому діапазоні. Практика підтверджує, що здебільшого тиск розриву на вибої свердловини нижчий від гірського:

$$p_p = (1,5 \dots 2,5)10^{-2}H, \quad (15.2)$$

де  $p_p$  – тиск розриву, МПа,

$H$  – глибина свердловини, м.

С. А. Христіанович, Ю. П. Желтов пояснюють це наявністю у продуктивних пластах мікро- і макротріщин, а також пластичними деформаціями глин і глинистих пластів, що зустрічаються у розрізі у процесі буріння і витіснених у стовбур свердловини під дією сили ваги вищезалеглих порід.

Процес гідравлічного розриву пласта складається з таких послідовно проводжуваних операцій: встановлення пакера для герметизації затрубного простору; нагнітання у пласт рідини розриву з метою утворення і розширення тріщин; нагнітання рідини – носія з піском, призначеним для закріплення тріщин чи зберігання їх відкритого стану; запопсування протискувальної рідини для витіснення піску у тріщини пласта з насосно-компресорних труб і стовбура свердловини (рис. 15.3).

Наведемо загальні вимоги до усіх трьох рідин, які називаються робочими:

а) вони не мають зменшувати ні абсолютну, ні фазову проникності породи пласта і тому у процесі ГРП у видобувних свердловинах використовують рідини на вуглеводневій основі, а у водонагнітальних – на водній;

б) властивості рідин мають забезпечувати найбільш повне видалення їх зі створених тріщин і порового простору порід, вони, по можливості, мають бути взаємнорозчинні з пластовими флюїдами;

в) їх в'язкість має бути стабільною у пластових умовах протягом часу проведення ГРП.

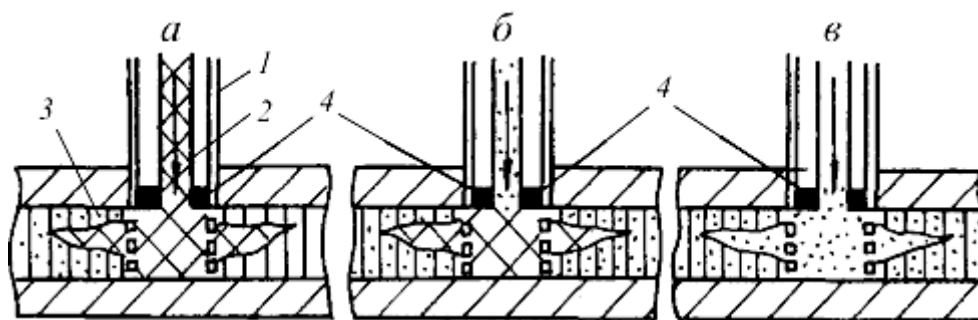


Рисунок 15.3 – Схема проведення гідравлічного розриву пласта:

*а – нагнітання у пласт рідини розриву; б – нагнітання рідини – носія з піском; в – запомповування протискувальної рідини для витіснення піску у тріщини пласта; 1 – експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ;*

*3 – продуктивний пласт; 4 – пакеп*

*[https://studbooks.net/imag\\_/32/169817/image001.jpg](https://studbooks.net/imag_/32/169817/image001.jpg)*

Як рідину розриву у видобувних свердловинах використовують дегазовану нафту, загущену мазутними залишками, нафтокислотні емульсії (гідрофобні), водонафтові емульсії (гідрофільні), кислотогіпсові емульсії, а у нагнітальних – чисту, оброблену ПАР або загущену, наприклад, полімерами, воду.

Рідина-пісконосій має бути слабофільтрувальною і мати високу піскоутримувальну здатність, яка знаходиться у прямій залежності від її в'язкості. Підвищення в'язкості рідини досягається додаванням до неї загущувачів. Для вуглеводневих рідин (дегазована нафта, дизпаливо тощо).

Загущувачами є солі органічних кислот, високомолекулярні і колоїдні сполуки нафт (наприклад, нафтовий гудрон) і інші відходи нафтопереробки. Часто, як рідини пісконосії, використовують тіж рідини, що і для розриву пласта.

Як протискувальна рідина підходить практично будь-яка недорога рідина, яка має мінімальну в'язкість для зменшення витрат напору і яка є у достатній кількості. Її об'єм визначається об'ємом НКТ і стовбура свердловини у інтервалі розкритого продуктивного розрізу.

Пісок призначений для заповнення тріщин, які утворилися у процесі ГРП, з метою попередження їх змикання після зменшення тиску нижче значення тиску розриву. Тому пісок повинен мати достатню механічну міцність і зберігати високу проникність. Цим вимогам задовольняє добре обкатаний кварцовий пісок. Для ГРП використовують пісок розміром від 0,25–1,6 мм. Враховуючи високу густину піску ( $2\ 650\ \text{кг/м}^3$ ) і недостатню міцність на зім'яття, останній час (особливо за кордоном) використовують скляні кульки, зерна агломерованого бокситу відповідного розміру, а також мелену шкаралупу волоського горіха.

Ефективність ГРП визначається розкритістю і довжиною тріщин: чим

вони більші, тим більша ефективність оброблення. Для їх створення у свердловину запомповують від 4 т до 20 т піску, причому перші порції (30–40 %) рекомендується брати з фракції 0,4–0,6 мм з подальшим переходом на більш великі фракції. Концентрація піску у рідині пісконосія залежить від її фільтрованості й утримувальній здатності і змінюється у межах 40–600 кг на 1 м<sup>3</sup> рідини.

Об'єм рідини розриву установлюють, виходячи з конкретних умов. Для міцних порід рекомендується 4–6 м<sup>3</sup> на 10 м товщини пласта, якщо розкрита перфорацією товщина пласта не більша 20 м, у випадку, коли розкрита товщина пласта більша 20 м, то на кожні її 10 м кількість рідини розриву збільшується на 1–2 м<sup>3</sup>. Якщо породи слабозцементовані, крихкі, то кількість рідини розриву збільшується у 1,5–2 рази порівняно з об'ємом для міцних порід.

Об'єм рідини пісконосія:

$$V_{р.п} = Q_{п}/C, \quad (15.3)$$

де  $Q_{п}$  – кількість піску, що запомповується при ГРП кг;

$C$  – концентрація піску у рідині пісконосія, кг/м<sup>3</sup>;  $C = 4\ 000/v$ ;

$v$  – швидкість падіння зерен піску у рідині пісконосія, м/г (визначається дослідним шляхом).

У виборі свердловин для проведення у них ГРП необхідно враховувати якість цементного кільця у визначеному інтервалі розриву, відстань від водонафтового контакту або водоносних горизонтів, стан експлуатаційної колони і гирла свердловини.

До проведення ГРП визначають дебіт свердловини, вибійний і пластовий тиск, коефіцієнт продуктивності, а для нагнітальних свердловин – приймальність. Вибій свердловини промивають розчинниками, водою або водними розчинами ПАР. У деяких випадках у наміченому для створення тріщини інтервалі пласта попередньо проводять гідропіскоструминну перфорацію.

Після промивання, очищення і шаблонування стовбура свердловини у неї спускають колону рівномічних насосно-компресорних труб, по яких у пласт запомповують робочі рідини. Для збереження обсадної (експлуатаційної) колони від впливу високого тиску над розриваючим пластом установлюють пакер, який роз'єднує фільтрову зону від вищерозміщеної частини стовбура свердловини.

Після опускання труб з пакером і якорем гирло свердловини облаштовують спеціальною головкою, до якої підключають насосні агрегати (рис. 15.4).

При проведенні ГРП для запомповування робочої рідини використовують насосне обладнання УН-630-700А (4АН-700), для приготування піщано-рідинної суміші і подавання її на прийом насосного обладнання – піскозмішувальних агрегатів 4ПА, а для обв'язки агрегатів, обладнання між собою і з гирлом свердловини – блоки маніфольдів БМ-700.

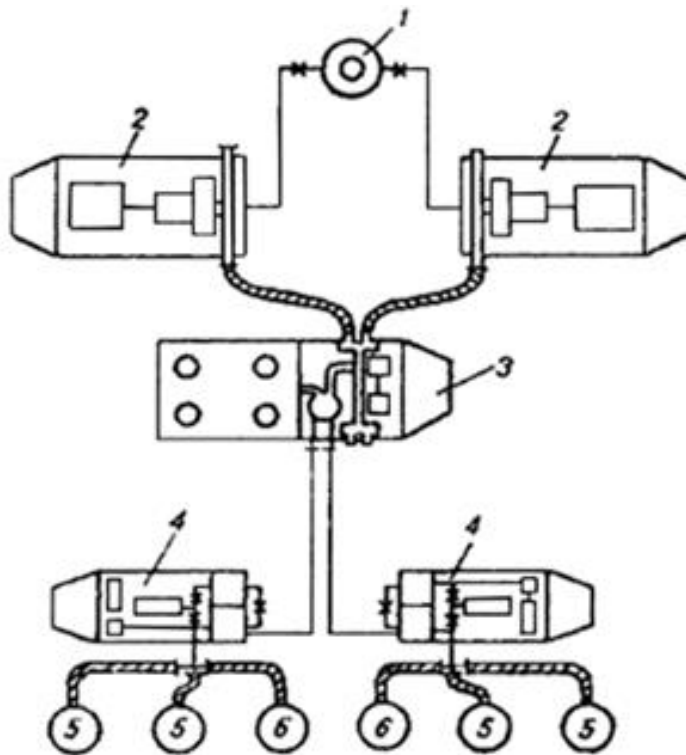


Рисунок 15.4 – Схема розміщення обладнання для проведення ГРП:

1 – гирло свердловини; 2 – насосне обладнання УН1-630-700А;  
 3 – піскозмішувальний агрегат; 4 – допоміжні насосні агрегати; 5 – ємність для рідини-пісконосія; 6 – ємність для рідини розриву та протискувальної рідини

[https://studwood.net/1001335/tovarovedenie/obvyazka\\_oborudovanie](https://studwood.net/1001335/tovarovedenie/obvyazka_oborudovanie)

Транспортування робочих рідин здійснюється автоцистернами АЦН-11-257 та ін. Процес ГРП контролюють за допомогою показуючих і записуючих манометрів і витратомірів.

Гідравлічний розрив пласта починають з визначення залежності приймальності свердловини від тиску нагнітання рідини. Для цього одним насосним пристроєм на першій або другій швидкості його роботи у свердловину запомповують рідину розриву до моменту стабілізації тиску на гирлі (зазвичай 10–15 хв). Вимірюють витрати рідини і тиску. Потім темп запомповування збільшують, знову замірюють витрати і тиск і т. п. Вважається, що у пласті утворилися тріщини, якщо коефіцієнт приймальності (відношення витрати рідини до тиску) при запомповуванні рідини з максимальною витратою зростає не менше ніж у 3–4 рази порівняно з коефіцієнтом приймальності на мінімальному режимі. Якщо розрив пласта незафіксований, то процес повторюють з використанням рідини підвищеної в'язкості. Після встановлення факту розриву пласта з метою подальшого розвитку тріщин і забезпечення поступання у них піску рекомендують запомповувати 3–4 м<sup>3</sup> слабкофільтрувальної рідини підвищеної в'язкості. Потім запомповують рідину з піском з об'ємною швидкістю не нижчою тієї, на якій був зафіксований

розрив пласта. Протискувальну рідину запомповують після піщано-рідинної суміші без зниження темпів запомповування.

Після завершення протискування піщано-рідинної суміші у тріщину, свердловину закривають і залишають у спокої до стабілізації (відновлення) тиску на гирлі. Потім з неї вилучають пакер, промивають до вибою і освоюють.

За більшої товщини пласта або наявності декількох розкритих інтервалів здійснюють поінтервальні гідравлічні розриви пласта. У цьому випадку вже оброблений інтервал ізолюють піщаним корком або спеціальними матеріалами, які тимчасово обмежують надходження рідини у вже створену тріщину (наприклад, еластичні або легкорозчинні кульки, полімери).

До методів механічного впливу на привибійну зону пласта відноситься також *торпедування*.

Під час *торпедування* у пласті утворюється каверна, від якої розходить сітка тріщин, різко підвищується проникність порід у привибійній зоні пласта і підвищується дебіт свердловини. Торпеду заряджають вибуховою речовиною – тротилом, тетрилом, гексогеном, нітрогліцерином, амонітом, динамітом тощо. Вагу заряду визначають виходячи з діаметра свердловини, призначення вибуху, властивостей вибухових речовин і порід. Використовують торпеди фугасні, шнурові, кумулятивні. Торпеди виготовляють герметичні (з корпусами з металу, азбоцементу) і негерметичні (без оболонок або з оболонками з маломіцного матеріалу). Заряд у фугасних торпедах складається зі сплаву тротилу і гексогену. Детонатор спрацьовує від дії електричного струму, який подається по кабелю з гирла свердловини.

Для збереження обсадних колон у процесі торпедування над торпедою створюють корок з нафти, води, глинистого розчину або з піску, глини тощо. Піщані або глинисті корки надійніші, ніж рідинні, але після їх використання необхідні трудомісткі роботи для очищення вибою.

### **Теплові методи впливу на привибійну зону пласта**

До теплових методів відносяться запомповування у свердловину нагрітої нафти, нафтопродуктів (конденсату, гасу, дизельного пального) або води, обробленої ПАР; нагнітання пари за допомогою пересувних парогенераторів; електротеплове оброблення за допомогою спеціальних самохідних устаткувань тощо. Нафту або воду нагрівають на гирлі свердловини за допомогою паропересувних пристроїв або електронагрівачів. Для ефективного підігрівання привибійної зони пласта необхідно 15–30 м<sup>3</sup> гарячих нафтопродуктів або сирової нафти, нагрітих до 90–95 °С. Підігрівання здійснюється створенням циркуляції (гарячим промиванням) або протискуванням рідини у пласт.

Для *гарячого промивання* нагріті нафта або нафтопродукти запомповують через затрубний простір, не зупиняючи роботу свердловини, по піднімальних (насосно-компресорних) трубах. Гарячий теплоносій витісняє рідину із затрубного простору до подошви піднімальних труб або приймання насоса, частково розчиняючи парафін, який відклався на стінках експлуатаційної

колони. За такого оброблення тепловий вплив на привибійну зону пласта незначний.

Запомповування гарячої рідини у привибійну зону пласта ефективніше, але потребує вилучення свердловинного підземного обладнання і опускання насосно-компресорних труб з пакером. Деколи привибійну зону пласта обробляють гарячою нафтою, змішаною з ПАР (10–12 м<sup>3</sup> гарячої нафти і 80–100 кг ПАР). Після 6–7 годин свердловину запускають у роботу. Для використання пластової води її нагрівають до 90–95 °С і додають ПАР (0,5–1 % об'єму води). Приготовану таким чином воду у кількості 70 – 80 м<sup>3</sup> під тиском запомповують у свердловину.

Найбільш ефективним методом є *прогрівання паром*. Перегріту водяну пару нагнітають під тиском 8–15 МПа. При цьому глибина продуктивного пласта не повинна перевищувати 1 200 м, товщина пласта, складеного пісковиками і глинами має бути не меншою 15 м, в'язкість нафти у пластових умовах вища 50 мПа · с, залишкова нафтонасиченість пласта не менше 50 %, густина нафти у пластових умовах не менша 900–930 кг/м<sup>3</sup>. Не рекомендується проводити паротеплові оброблення на заводнених ділянках пласта у зв'язку з великою витратою тепла. Перед нагнітанням пари проводять замірювання дебіту нафти, газу і води, пластового тиску, температури, статичного рівня. Потім промивають вибій, опускають насосно-компресорні труби з термостійким пакером, який установлюють над верхніми отворами фільтра. У неглибоких свердловинах (до 500–600 м) паротеплове оброблення часто проводять без використання пакера. Для усунення небезпечних видовжень колони насосно-компресорних труб під час нагнітання пари у пласт використовують спеціальне обладнання, яке складається з колонної головки, арматури гирла і свердловинного компенсатора з телескопічним пристроєм.

Пару для теплового підігрівання свердловин отримують від пересувних паросилових установок (ППУ), парогенераторних установок (ПГУ), які монтуються на шасі автомобіля високої прохідності. Застосовується обладнання продуктивністю до 5,5 т/год пари з робочим тиском до 10 МПа і температурою пари до 315 °С, а також потужні автоматизовані пересувні парогенераторні установки типу УПГ-9/120 з подаванням пари до 9 т/год і робочим тиском до 12 МПа. Обладнання укомплектовано системою КВП і автоматики.

Парогенераторне обладнання з'єднують трубопроводами високого тиску з гирлом свердловини. Пара з парогенератора своїм тиском витісняє нафту з НКТ і поступає у пласт. Після нагнітання пари (не менше 1 000 т) гирло свердловини герметизують на 2–5 діб для віддачі теплоти у глибину пласта. Потім свердловину вводять в експлуатацію.

*Електротеплове оброблення свердловин* здійснюється за допомогою електронагрівача, який опускається у свердловину на кабель-тросі. Свердловинний електронагрівач складається з чотирьох основних вузлів: головки, клемної порожнини, трубчастих електронагрівальних елементів (ТЕЕ) і перфорованого кожуха. Кожний нагрівальний елемент являє собою металеву трубку діаметром 17 мм, всередині якої запресована спіраль з ніхромового

дроту у кварцовому піску або плавленому окису магнію. Останні слугують електричною ізоляцією спіралі від металевої трубки, а також провідниками тепла. У нижній частині кожуха приварена муфта, у яку вмонтовується кишень для термометра. Зовнішній діаметр електронагрівача 112 мм, довжина 3 700 мм, маса 60 кг. Максимальна потужність електронагрівача 25 кВт, напруга живлення нагрівача 380 В, межі регулювання вибівної температури 100–125 °С. У нагрівачі вмонтовані два термореле, що призначені для автоматичного підтримування вибівної температури у заданих межах. Для опускання і піднімання електронагрівача використовують самохідні установки для електронагрівання СУЕПС-1200 і ІУЕС-1500, які розміщені на шасі автомобіля.

Прогрівання привибійної зони пласта проводять протягом 5–7 днів. Радіус підвищеного температурного поля при цьому сягає 1–1,2 м.

Електронагрівачі виготовляють у піднасосному і непіднасосному варіантах. ТЕЕ піднасосного варіанта здійснює стаціонарний електронагрів привибійної зони пласта одночасно з експлуатацією свердловини. Ефективність процесу обумовлюється не тільки збільшенням проникності пласта завдяки розплавленню смолопарафінових відкладень, але і зниженню в'язкості нафтофлюїду, що видобувається.

ТЕЕ непіднасосного варіанта після прогрівання привибійної зони виймається на поверхню, а свердловину знову облаштовують насосною установкою і вводять в експлуатацію (циклічне електронагрівання). Після прогрівання свердловину необхідно ввести в експлуатацію раніше, ніж парафіносмолисті компоненти знову затверднуть на стінках порових каналів. Метод використовують на родовищах з малов'язкими нафтами і глибиною до 1 500 м.

### **Комплексний вплив на привибійну зону пласта**

До комплексних відносять термокислотні оброблення, внутрішньопластові термохімічні оброблення і термогазохімічні впливи. Для свердловин, у привибійній зоні пласта яких відбувається відкладення смол, парафінів і асфальтенів, що погіршує контакт кислоти з поверхнею порових каналів, використовують термокислотні або термохімічні оброблення.

*Термокислотне оброблення* – це вплив на привибійну зону пласта гарячою кислотою, що нагрівається за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції металевого магнію з соляно-кислотним розчином:



Для розчинення 1 кг магнію необхідно 18,6 л соляної кислоти 15 % концентрації, при цьому виділяється 18,9 МДж теплоти. Уся кислота перетворюється у нейтральний розчин хлористого магнію з температурою більше 300 °С, тому необхідно розчиняти магній у значно більшому об'ємі кислоти, щоб на його розчинення витрачалася тільки частина активної кислоти. Оптимальним співвідношенням є 70–100 л соляної кислоти 15 % концентрації

для розчинення 1 кг магнію за розрахованої температури на виході з реакційного наконечника від 75 °С до 80 °С і залишкової концентрації кислоти 11–12,2 %.

Для проведення термокислотного оброблення використовують спеціальні реакційні наконечники (терморектори), які становлять перфоровану трубку, у яку завантажують магній у вигляді стружок або стержнів і брусків.

Залежно від діаметра і довжини у терморектор завантажують 40–100 кг магнію, потім його опускають у промиту свердловину, установлюють проти оброблюваного інтервалу пласта і пропомповують через нього визначений об'єм солянокислотного розчину. У процесі реакції кислотного розчину з магнієм виділяється велика кількість тепла, прогрівається привибійна зона пласта до розрахованої температури і підвищується ефективність кислотного впливу на породи, очищені від парафінових і асфальто-смолистих речовин.

Проведення термокислотної обробки з використанням терморектора супроводжується значними термовтратами на підігрівання реактора, насосно-компресорних труб, стовбура свердловини, високою корозійною активністю гарячого розчину соляної кислоти.

*Внутрішньоопластове термохімічне оброблення* комплексно вміщує у себе елементи гідравлічного розриву пласта, солянокислотного і теплового оброблень. Сутність оброблення полягає у тому, що за технологією гідравлічного розриву у пласті утворюються тріщини, які заповнюються гранулами магнію або їх сумішшю з піском з наступним розчиненням магнію солянокислотним розчином.

У масовому співвідношенні гранул магнію і піску у суміші, рівному 1 : 15, проникність піщаного скелета після розчинення магнію кислотою збільшується до чотирьох разів. Кількість 15 % розчину соляної кислоти, яка потрібна для повного розчинення магнію, за залишкової концентрації солянокислотного розчину 10 % визначається за емпіричною залежністю:

$$V = G_m(48 + 1,6 \cdot p_{\text{зап}}), \quad (15.4)$$

де  $G_m$  – маса гранульованого магнію, т;

$p_{\text{зап}}$  – можливий вибійний тиск у процесі запомповування солянокислотного розчину, МПа.

Крім того, проникнення гранул у водонасичені інтервали пласта забезпечує їх закупорювання осадам гідроксиду, який утворюється за взаємодії магнію з водою.

Гранульований магній, який використовується для внутрішньоопластового термохімічного оброблення, випускається металургійною промисловістю з діаметром гранул 0,5–1,6 мм. Технологія внутрішньоопластового термохімічного оброблення включає наступні операції: промивання свердловини; опускання і встановлення пакера з якорем і хвостовиком (можливість проведення оброблення без пакера визначається станом експлуатаційної колони); обв'язування гирла свердловини і опресування нагнітальних ліній; запомповування рідини розриву і здійснення розриву пласта (розкриття тріщин); нагнітання суміші піску і

гранульованого магнію і їх протискування у тріщини пласта; запомповування визначеного об'єму солянокислотного розчину; протискування солянокислотного розчину у пласт; демонтаж наземного обладнання і освоєння свердловини відразу після оброблення. Вимоги до робочих рідин такі, як і при гідравлічному розриві пласта, але рідина-носії має бути хімічно нейтральною у відношенні до гранул магнію. У ході проведення внутрішньопластового термохімічного оброблення використовують таке саме обладнання і техніку, як і для гідравлічного розриву пласта.

### **Контрольні запитання**

1. Що розуміють під віддаленою зоною пласта?
2. Яке основне призначення методів впливу на привибійну зону пласта або інтенсифікації видобутку нафти і газу?
3. Як поділяються методи впливу на привибійну зону пласта?
4. Що лежить в основі хімічних методів впливу на породи привибійної зони пласта?
5. Що лежить в основі механічних методів впливу на породи привибійної зони пласта?
6. Що лежить в основі теплових методів впливу на породи привибійної зони пласта?
7. У яких випадках застосовують методи комплексного впливу на привибійну зону пласта?
8. Який основний компонент кислотних розчинів, що використовуються для впливу на привибійну зону пласта?
9. Яке призначення інгібіторів у кислотних розчинах?
10. Яке призначення інтенсифікаторів у кислотних розчинах?
11. Яке призначення стабілізаторів у кислотних розчинах?
12. У чому полягає суть методу гідравлічного розриву пласта?
13. Чим визначається ефективність ГРП?
14. Як впливає на привибійну зону пласта торпедування?
15. Які технологічні операції відносяться до теплових методів впливу на привибійну зону пласта?
16. У чому полягає суть термокислотного оброблення привибійної зони пласта?
17. У чому полягає суть внутрішньопластового термохімічного оброблення продуктивного пласта?
18. Які операції включає у себе технологія внутрішньопластового термохімічного оброблення?

## 16 БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН

До основних ускладнень у процесі експлуатації свердловин належать: відкладення парафіну, відкладення солей, відкладення смол і асфальтенів, винос піску з пласта, прорив води.

### Боротьба з ускладненнями при експлуатації нафтових і газових свердловин

#### *Боротьба з відкладеннями парафіну*

При вмісті у нафті 2–3 % і більше парафіну відбуваються інтенсивні його відкладення у трубах, що закривають їх поперечний перетин. Випадіння з нафти твердої фази відбувається внаслідок зниження температури та переходу частини легких фракцій у парову фазу при русі нафти до гирла свердловини. Це супроводжується погіршенням розчинних властивостей нафти. Відкладення парафіну видаляють механічними, тепловими й фізико-хімічними методами. Для видалення парафіну у свердловинах, що експлуатуються штанговими насосними установками, застосовують безперервне очищення труб скребками різних конструкцій, установленими на колоні штанг і нагрівання підйомних труб паром або гарячою нафтою, що закачується у затрубний простір. Температура плавлення парафінів (вуглеводнів складу  $C_{17}-C_{35}$ ) від 27 до 71 °С, а церезинів ( $C_{36}-C_{55}$ ) – від 65 °С до 88 °С. Для виробництва пари використовують пересувну установка ППУ-3М з продуктивністю 1 т пари на годину, максимальна температура пари 310 °С. Для депарафінізації свердловин нагрітою нафтою застосовують агрегат 1АДП-4-150, який можна використовувати і для депарафінізації нафтопроводів, мірників, сепараторів. Максимальна температура нагріву нафти при подачі насоса 4 дм<sup>3</sup>/с становить 150 °С, максимальний тиск 20 МПа.

У свердловинах, обладнаних штанговими насосними установками, частіше застосовують механічний метод видалення парафіну. Відстань між скребками встановлюється у межах довжини ходу плунжера. Для кращого видалення парафіну скребками вони разом із штангами при кожному ході плунжера повертаються на деякий кут за допомогою штангообертача, що приводиться від верстата-качалки.

У свердловинах, що експлуатуються фонтанним способом, також можна використовувати теплові і механічні методи видалення парафіну, якщо глибина відкладень і затрубний тиск невеликі.

Найбільш ефективний спосіб боротьби з утворенням відкладень парафіну у фонтанних і газліфтних свердловинах – покриття внутрішніх поверхонь труб спеціальними емаллями, лаками та склом. На поверхні цих покриттів парафін відкладається слабо, легко змивається й виноситься. У деяких випадках парафін із труб видаляють за допомогою розчинників.

### *Обмеження припливу води у свердловини*

Обводнення свердловини при водонапірних режимах покладу – процес природний, що відбувається внаслідок просування водонафтового контакту у внутрішні області пласта. Однак внаслідок неоднорідності пласта часто спостерігаються прориви вод вже у початкові періоди розроблення покладу. Швидко можуть обводнюватися також свердловини, що експлуатують водоплавні частини покладу через підняття «конусів» води. У цих випадках для запобігання відтискуванню газу і нафти від вибою свердловин водою успішно застосовують спеціальні методи закриття шляхів надходження води у свердловини. Іноді причиною обводнення продукції служить проникнення води з верхніх водоносних пластів внаслідок неякісного цементування або порушення цементного кільця у процесі експлуатації. Застосовують безліч селективних і неселективних методів ізоляції обводнених пластів.

До *селективних методів ізоляції вод* належать такі, що забезпечують вибіркоче зменшення проникності лише для води, що проникає по обводненій частині пласта. Ці методи ґрунтуються на використанні селективних властивостей тампонажних матеріалів та спеціальних реагентів, що вводяться у пласт, і характеру насичення порід нафтою, водою та газом. У одній з груп методів використовують властивість пересичених розчинів виділяти тверду фазу при охолодженні. Із введених у пласт спеціальних розчинів у порах випадають парафін, віск, нафталін та інші не розчинні у воді і розчинні у нафті речовини, які сприяють закупорюванню пор водонасиченої частини розрізу і видаляються у процесі експлуатації з нафтонасиченої частини внаслідок розчинення їх у нафті.

Інша група методів ґрунтується на нагнітанні у пласт нерозчинних у воді синтетичних смол у суміші із затверджувачем, які закривають доступ води і видаляються із нафтової частини пласта з потоком нафти.

До *неселективних методів ізоляції вод* відносять методи, ґрунтовані на одночасному закачуванні у обводнену ділянку пласта декількох реагентів, здатних при взаємодії між собою утворювати осад не розчинний як у нафті, так і у воді. Недоліком неселективних методів ізоляції вод є те, що необхідно точно знати інтервал розташування обводненої частини пласта. При цьому розчин потрібно нагнітати лише у вибраний обводнений інтервал обмеженої товщини. На практиці застосовують, переважно, селективні методи ізоляції вод.

### *Боротьба з відкладеннями солей у свердловинах*

Відкладення солей у значних кількостях на стінках наземного і підземного обладнання спостерігається у більшості випадків у процесі розробки нафтових родовищ при внутрішньоконтурному заводненні з використанням прісних вод. Основним компонентом випадних солей зазвичай є гіпс. Іноді відкладення його настільки великі, що ускладнюють процес експлуатації свердловин і викликають необхідність проведення складних дорогих ремонтів з їх видалення. Причини відкладення солей у свердловинах: зміна термодинамічних умов при надходженні розчинів із пластів у свердловини і хімічна несумісність вод, що надходять з різних горизонтів. Причини

гіпсутворення: структура та склад відкладень на різних родовищах неоднакові і, відповідно, методи боротьби з цим явищем різноманітні. На промислах здебільшого використовують хімічні і механічні методи видалення осаду, який уже випав.

*Хімічні методи* основані на перетворенні осадів за допомогою різних реагентів з подальшим видаленням продуктів реакції соляною кислотою і водою або ж на обробці свердловин комплексуювальними реагентами. Високу ефективність отримують при обробці пухких проникних осадів 10–15 %-ми розчинами карбонату і бікарбонату натрію і калію. При цьому, під час хімічної реакції, сульфатні іони замінюються на карбонатні, а осадки карбонатів, що випали, розчиняють соляною кислотою.

Щільні осадки солі видаляють розчинами гідроокисів (наприклад, каустичної соди). Утворені при цьому гідроокси кальцію становлять пухку масу, що руйнується під дією соляної кислоти.

Для запобігання випадінню солей у пласті та у свердловинах, води, що нагнітаються у нагнітальні свердловини, перевіряють на хімічну сумісність із пластовими водами або їх обробляють перед закачуванням у пласт інгібіторами, які запобігають випадінню осадів.

#### *Методи боротьби з винесенням піску у свердловини*

Руйнування колектора і винесення піску значно ускладнюють процес експлуатації свердловин – у них утворюються піщані пробки, швидко зношується обладнання, виникає небезпека обвалів, що супроводжуються зминанням колон та повним виходом свердловини з ладу. Одним із методів боротьби з піскопроявами є встановлення на вибої фільтрів різних конструкцій – щілинних, гравійних, металокерамічних. Але фільтри не завжди надійний засіб боротьби з винесенням піску, вони з часом засмічуються, пропускають частину дрібних фракцій. Тому застосовують хімічні методи обробки пухких пісків з метою їх закріплення використанням органічних смол і полімерів. У привибійну зону вводять рідкий реагент (смола із затверджувачем), який після полімеризації смоли закріплює зерна піску, не змінюючи істотно його фільтраційних властивостей. Після введення у пласт смоли й активатора слідом за ними прокачують інертну рідину, яка відтісняє частину реагенту у глибину пласта і розбавляє його до необхідного насичення. Для закріплення пісків застосовують фенолформальдегідні та інші смоли.

У свердловинах з сильно зруйнованим колектором у привибійну зону одночасно вводиться суміш піску і цементуючої речовини, які реставрують утворені каверни і закріплюють пісок.

### **Ремонт свердловин**

Підземний ремонт свердловин залежно від виду робіт поділяють на поточний і капітальний.

Розглянуті роботи за впливом на привибійну зону пласта відносять до групи *капітальних ремонтів свердловин*. До цього виду робіт належать також

ізоляція пластових вод, ліквідація негерметичності обсадних труб, повернення на інші горизонти, розбурювання щільних соляних і піщаних пробок, ліквідація аварій з падінням у свердловину труб і штанг і деякі інші складні роботи.

До *поточних ремонтів* відносять менш складні види робіт, пов'язані з заміною зношеного обладнання свердловин або перевіркою його стану, з підтриманням нормальних умов експлуатації свердловин та обладнання (очищення труб від парафіну і солей, зміна глибини підвішування насоса і параметрів насосної установки згідно з поточними пластовими умовами припливу рідин і газів, очищення від конденсату і води стовбура і привибійної зони газових свердловин). Поряд з заміною підземного обладнання проводять роботи з ліквідації обриву штанг, заклинювання плунжерів насоса, обриву кабелю.

Усі роботи з ремонту свердловин виконують бригади капітального і поточного ремонтів свердловин. Капітальний ремонт проводять спеціалізовані організації виробничих об'єднань (або НГВУ). Для нафтових і газових свердловин визначають експлуатаційні коефіцієнти: коефіцієнт експлуатації  $K_e$ , і коефіцієнт міжремонтного періоду роботи свердловин  $K_m$ .

*Коефіцієнт експлуатації ( $K_e$ )* – відношення сумарного часу експлуатації свердловини (діб) до загального календарного часу, протягом якого оцінюється цей коефіцієнт (наприклад, місяць, рік).

*Коефіцієнт міжремонтного періоду ( $K_m$ )* визначається часом експлуатації свердловини між ремонтами.

Коефіцієнт експлуатації механізованого фонду свердловин досягає 0,97–0,98. Він переважно вищий у свердловин, обладнаних відцентровими електронасосами. При правильному виборі обладнання і режиму його експлуатації міжремонтний період роботи свердловин може становити 1,5–2 роки. Свердловини, що експлуатуються штанговими насосами, переважно, мають менші коефіцієнти експлуатації (0,95–0,96) і міжремонтного періоду. Якщо у продукції міститься пісок, міжремонтний період може знижуватися до 1–2 тижнів.

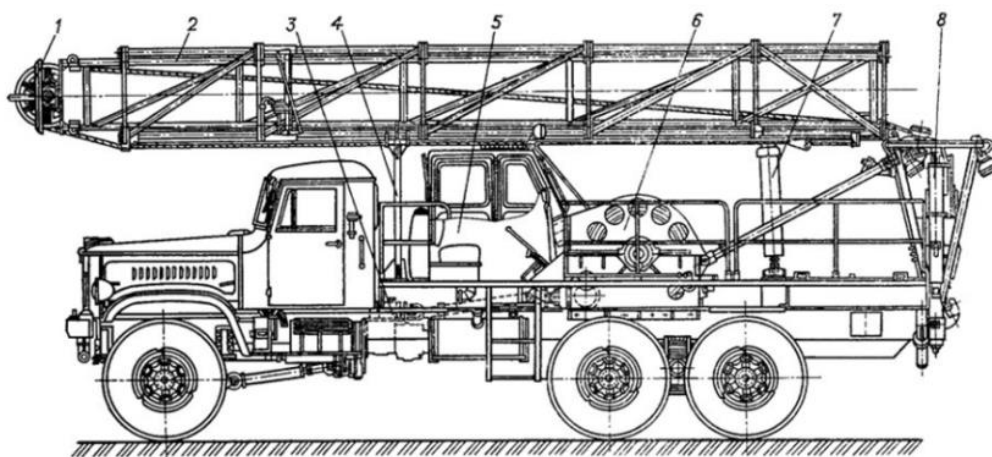
#### *Обладнання, що застосовується при підземному ремонті*

Практично усі види підземного ремонту свердловин пов'язані з проведенням спуско-підймальних операцій свердловинного обладнання (спуск і підйом труб, насосів, штанг, уловлювачів штанг і труб тощо). Тому одним з основних видів обладнання при ремонті свердловин є підймальні споруди (стаціонарні вишки, двоногі щогли й екліпси, закріплені над гирлом сталевими тросами-розтяжками), і механізми та спеціальний інструмент (механічні ключі для згвинчування і розгвинчування труб та штанг, елеватори, вертлюги й інші пристосування).

Для ремонтних робіт широко використовують пересувні комплекси підймального обладнання зі складною вишкою на шасі автомобілів високої прохідності і тракторах, а також колтубінгові установки. У промисловій практиці *підймальною установкою* (або *агрегатом*) прийнято називати обладнання, що складається з вежі, підйомника, талевої системи й інших допоміжних елементів. Це обладнання призначено для виконання поточних

ремонтних робіт, що не вимагають розбурювання цементу і пробок, інтенсивних промивок під високим тиском й інших складних операцій. При складних роботах використовують підймальне обладнання, яке, крім підймальних агрегатів, включає насосні установки, ротор, вертлюг та інші пристосування.

Як підймальні пристрої для спуско-підймальних операцій з укладанням труб і штанг на містки застосовують агрегати «Азінмаш-37А», «Азінмаш-43А», «Бакинець-3М» тощо. Агрегат «Азінмаш-37А» (рис. 16.1) змонтований на шасі автомобіля КрАЗ, має лебідку, вишку висотою 18 м з талевою системою вантажопідйомністю до 32 т. Він забезпечений автоматами АПР-ГП і АШК-Т для згвинчування й розгвинчування труб і штанг. Привід обладнання агрегату – від двигуна автомобіля. Агрегат «Азінмаш-43А» становить тракторну модифікацію агрегату «Азінмаш-37А». Складні види робіт з насосно-компресорними і бурильними трубами при освоєнні, капітальному і поточному ремонті свердловин з розбурюванням цементних пробок виконують за допомогою агрегатів «А-50-У», комплексу обладнання «КОРО-80» та інших пристроїв.



Рисунок

16.1 – Агрегат Азінмаш-37А:

- 1 – талева система; 2 – вишка; 3 – силова передача; 4 – передня опора;  
 5 – кабіна оператора; 6 – лебідка; 7 – гідроциліндр підйому вишки;  
 8 – задня опора <https://www.drillings.ru/azinmash-37a/>

Агрегат «А-50-У» зібраний на шасі автомобіля КрАЗ-257 (рис. 16.2). Він призначений для спуско-підймальних операцій з бурильними і насосно-компресорними трубами при поточному і капітальному ремонті свердловин, у процесі бурових робіт з промиванням свердловин. Максимальна вантажопідйомність агрегату на гаку – 50 т, найбільший тиск на викиді насоса – 16 МПа, продуктивність при тиску 6 МПа близько 10 л/с. Комплекс «КОРО-80» (рис. 16.3) складається з підйальної установки УПА-80 (вантажопідйомність на гаку – 80 т), змонтованої на шасі автомобіля МАЗ-537, насосного блока на причепі, пересувних містків з робочою площадкою та інструментальним візком, ротора і вертлюга. Установка забезпечена автоматом АПР-ГП для розгвинчування й згвинчування насосно-компресорних труб і ключем КГП для

операцій з бурильними трубами. Підіймальна установка УПА-80 має привід від двигуна автомобіля, а насос – від трансмісійного вала лебідки через карданний вал.

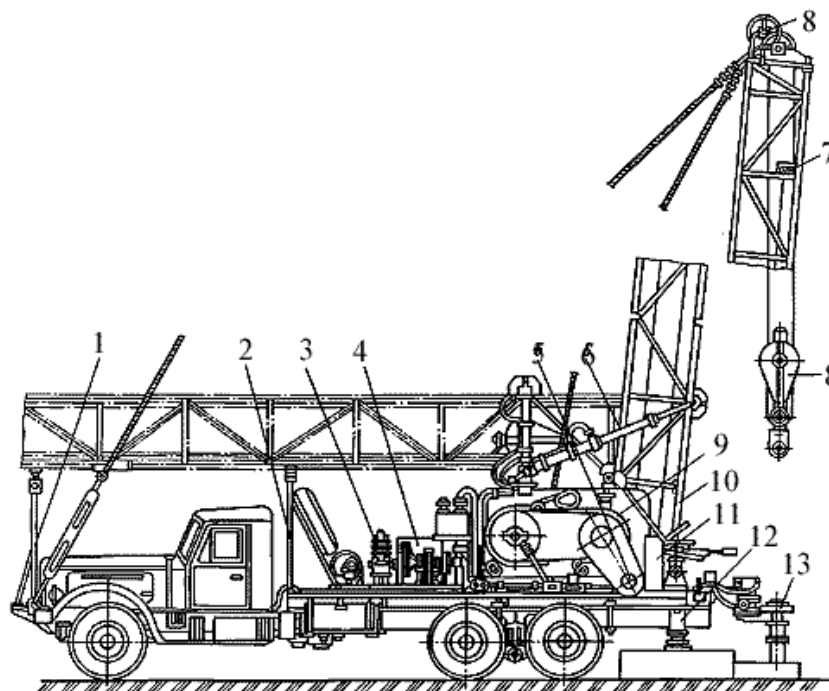


Рисунок 16.2 – Агрегат А-50У:

*1 – передня опора; 2 – проміжна опора; 3 – компресор; 4 – трансмісія;  
5 – проміжний вал; 6 – гідроциліндр підйому вишки; 7 – обмежувач підйому  
крюкоблока; 8 – талева система; 9 – лебідка; 10 – вишка; 11 – пульт  
управління; 12 – опорні домкрати; 13 – ротор*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

Для механізації поточних, профілактичних і капітальних ремонтів обладнання і свердловин застосовують комплекс пристроїв – агрегати АРОК для технічного обслуговування й ремонту верстатів-качалок, штанговози для транспортування штанг АПШ та труб 2ТЭМ, агрегати «Азінмаш-48» для змащення верстатів-качалок, агрегати АНР-1 для наземного ремонту обладнання, установки для перевезення і перемотування кабелю, агрегати ПАРС для підготовчих робіт при ремонті свердловин та ін.

На промислах широко застосовують ремонт свердловин з використанням інструменту, який спускається на тросах, що дає змогу проводити деякі види ремонту без вилучення насосно-компресорних труб (ловильні роботи, видалення парафінових кірок і солей із стінок НКТ, регулювання і виймання пускових і робочих клапанів).

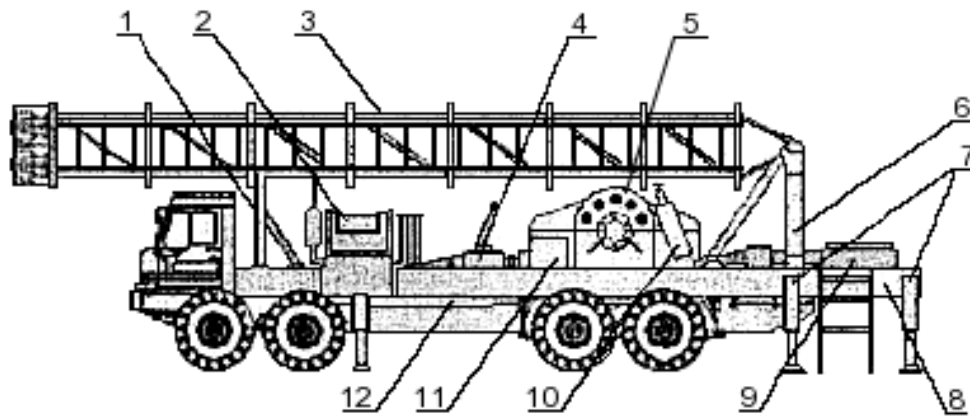


Рисунок 16.3 – Установа для ремонту і освоєння свердловин КОРО 1-80:

1 – передня опора; 2 – грязьовий насос; 3 – вишка; 4 – коробка передач;  
5 – лебідка; 6 – задня опора; 7 – аутригери; 8 – робочий майданчик; 9 – ротор; 10  
– домкрат; 11 – кутовий редуктор; 12 – монтажна база

### Технологія ремонтних робіт

**Ловильні роботи** при обриві і падінні у свердловину труб і штанг здійснюють за допомогою ловильного інструменту – комбінованого уловлювача ЛКШ-114, призначеного для уловлювання в експлуатаційній колонії штанг і недеформованих труб діаметром до 48 мм або уловлювача ЛКШТ-168, який може захоплювати труби діаметром 73 мм. Уловлювачі спускають у свердловину на колонії бурильних труб з лівою різьбою. Кінець труби або штанг через воронку входить всередину уловлювача, захватні плашки при русі вгору по конусній поверхні розсуваються, пропускають кінець труби вгору. При підйомі уловлювача ці плашки під впливом пружини ковзають вниз по конусній поверхні й захоплюють трубу. Аналогічно може бути упіймана і штанга за допомогою плашок, з'єднаних плашкотримачем, які переміщуються у корпусі уловлювача синхронно. Нижні плашки використовують також для вловлювання штанг за муфту (якщо колона штанг, що впала у свердловину закінчується муфтою). Для визначення положення та форми верхнього кінця труб і штанг у свердловину перед ловильними роботами спускають печатку з гумовим наконечником на кінці, закритим алюмінієвою оболонкою. За відбитком на цій оболонці об'єкта, що впав у свердловину, визначають його стан і положення у свердловині.

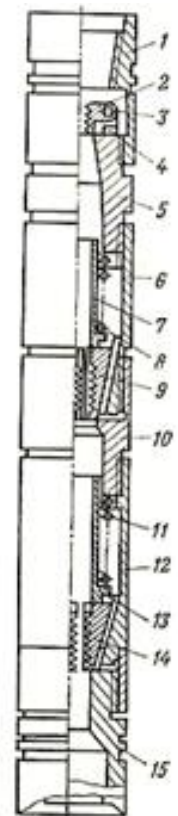


Рисунок 16.4 – Уловлювач ЛКШТ-136:

1 – перехідник; 2, 9, 14 – плашки; 3 – вісь; 4 – кронштейн; 5 – верхній корпус; 6 – середній корпус; 7, 13 – стакани; 8, 11 – пружини; 10 – середній перехідник; 12 – нижній корпус; 15 – воронка

<https://studizba.com/lectures/dobycha-resursov/lekcii-po-neftegazopromyslovomu-oborudovaniyu/16484-lovilnyy-rezhushchiy-i-vspomogatelnyy-instrumenty.html>

Для підйому труб використовують також мітчики (рис. 16.5), ковпаки (рис. 16.6) і труболовки (рис. 16.7) різних конструкцій. Мітчик застосовують для захоплення труби за допомогою різьби, яка нарізається ним усередині труби, а ковпак дозволяє нарізати різьбу на зовнішній поверхні її кінця.

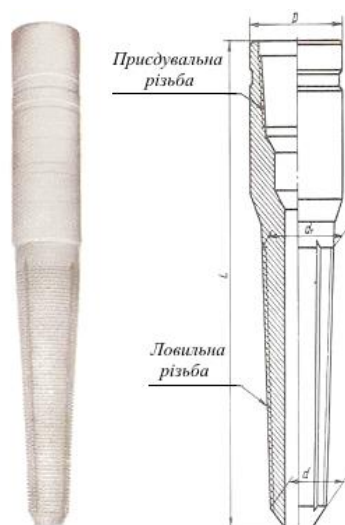


Рисунок 16.5 –  
Універсальний мітчик  
для НКТ

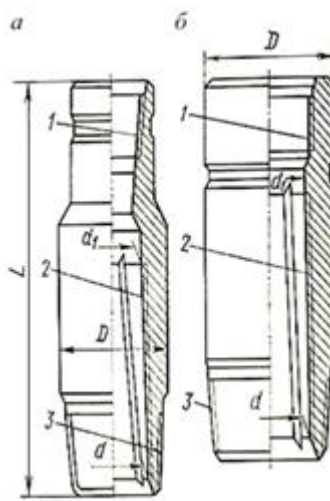


Рисунок 16.6 – Ловильні  
ковпаки:

*а – не наскрізний;  
б – наскрізний;  
1, 2, 3 – різьба,  
відповідно,  
присдувальна до  
колони, ловильна,  
присдувальна до  
воронки*

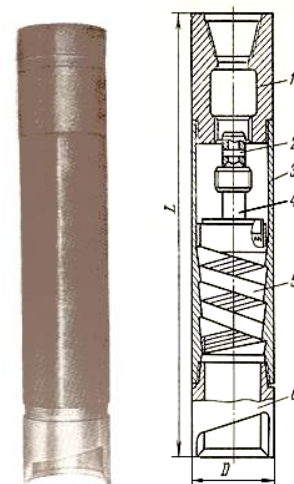


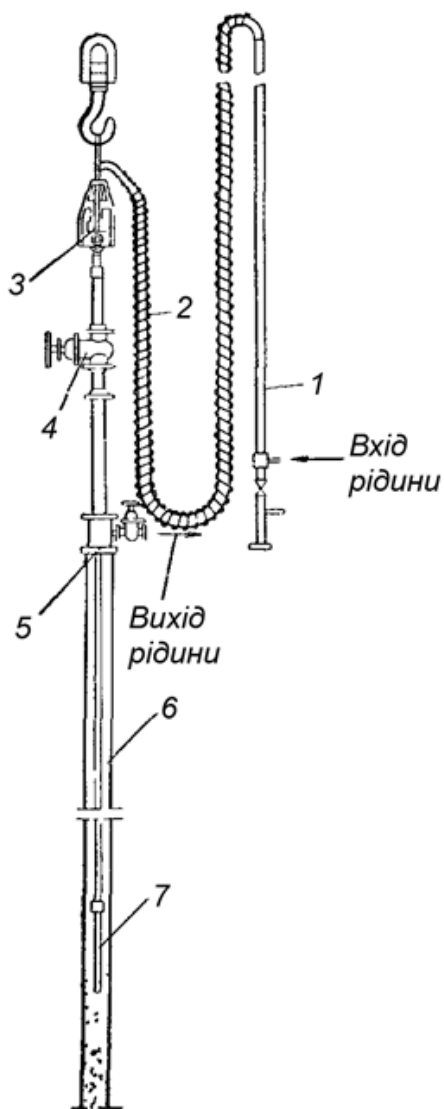
Рисунок 16.7 –  
Труболовка типу  
ТНОС:

*1 – перехідник;  
2 – гвинт;  
3 – корпус;  
4 – шток;  
5 – цанга (спіраль що  
захоплює);  
6 – воронка*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/a91359e3-8239-4441-9233-900d4e5ae986/content>

**Видалення піщаних корків**, що утворюються на вибої при розробці піщаних пластів і слабкоцементованих пісковиків. Висота корків може досягати десятків і сотень метрів, що ускладнює експлуатацію свердловини і скорочує її дебіт. Для видалення корків застосовують поршневі й автоматичні жолонки, струминні апарати та гідробури. Пухкі корки видаляють прямим або зворотним промиванням свердловини нафтою, аерованими рідинами і піною. При прямому промиванні (рис. 16.8) рідина нагнітається у НКТ, а суміш її з піском піднімається по кільцевому простору. Іноді швидкість підйому суміші недостатня для швидкого винесення піску внаслідок значного перевищення площі кільцевого перерізу порівняно з перерізом труб. У цьому випадкові застосовують зворотне промивання – рідина нагнітається у кільцевий простір, а розмита суміш піску і рідини піднімається по НКТ, що значно збільшує швидкість її руху й знижує час промивання. Але при цьому рідина, що нагнітається у кільцевий простір, значною мірою втрачає здатність розмивати

корок, крім того не вдається використовувати насадки для посилення розмиваючої дії струменя, як це здійснюється при прямому промиванні. Тому іноді використовують комбіноване промивання – періодично змінюють напрям циркуляції рідини. Щоб не зупиняти процес промивання свердловини при нарощуванні чергової труби застосовують різні пристрої.



**Спуск і підйом відцентрових електронасосів.** Перед тим як свердловину обладнають насосною установкою, її промивають, очищають від бруду, осадів і солевих відкладень та перевіряють обсадну колону на прохідність спеціальним шаблоном до глибини спуску ЕВН, щоб уникнути аварій з кабелем й агрегатами насоса при спуско-підймальних операціях. Перевіряють якість з'єднання кабельного вводу з електродвигуном, наповненість його мастилом. На протекторі та насосі за допомогою поясів закріплюють плоский кабель, а в зоні труб – круглий. При спуску труб кабель поступово змотується з барабана. Перед спуском насоса труби заповнюють нафтою, а для його підйому нафту зливають через клапан, який розкривається дротиком, який скидають з поверхні. Кабель при підйомі труб знімають і намотують на барабан.

Рисунок 16.8 – Схема прямого промивання свердловини:

1 – стояк; 2 – гнучкий шланг; 3 – вертлюг; 4 – запобіжна засувка; 5 – гирловий трійник; 6 – промивні труби (НКТ); 7 – насадка для збільшення швидкості вихідного струменя робочої рідини

### **Аналіз чинників, що впливають на міжремонтний період експлуатації обладнання**

На міжремонтний період експлуатації свердловин впливає велика кількість чинників, що охоплюють геолого-фізичні, технічні і технологічні умови їх експлуатації. Тому для прогнозування причин виходу свердловин з ладу і визначення очікуваних термінів і видів ремонтних робіт застосовують методи аналізу працездатності обладнання свердловин, основані на використанні математичної статистики, теорії надійності і теорії масового обслуговування.

*Надійною роботою (або надійністю)* називають властивість технічних пристроїв виконувати свої функції протягом заданого проміжку часу при

збереженні експлуатаційних показників у допустимих межах. Як кількісну міру надійності приймають середній час безвідмовної роботи, інтенсивність відмов, щільність розподілу безвідмовної роботи тощо. Ці показники можна встановити за результатами аналізу наявної статистичної інформації з фактичних даних міжремонтному періоду роботи свердловин: про причини виходу їх з ладу, про працездатність і причини відмов різних елементів нафтопромислового обладнання.

### **Контрольні запитання**

1. Які ускладнення можуть бути під час роботи свердловин?
2. Які причини відкладення парафіну у процесі експлуатації свердловин та методи боротьби з ними?
3. Які існують способи боротьби з відкладеннями парафіну на стінках НКТ?
4. Які причини відкладення солей у свердловинах і методи боротьби з ними?
5. Які причини обводнення свердловини та методи боротьби з ними?
6. Що розуміють під селективними методами ізоляції вод при обводненні продуктивних пластів?
7. Що розуміють під неселективними методами ізоляції вод при обводненні продуктивних пластів?
8. Які причини винесення піску у свердловини і методи боротьби з ними?
9. Чим небезпечне винесення піску у процесі видобутку вуглеводнів?
10. Як поділяються підземні ремонти свердловин залежно від виду робіт?
11. Які ремонтні роботи у свердловинах відносяться до групи капітальних ремонтів свердловин?
12. Які ремонтні роботи у свердловинах відносяться до групи поточних ремонтів свердловин?

## СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. / 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. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Київ, 2019. – 302 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава : ТОВ «АСМІ», 2018. – 215 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / [за ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука]. – Львів, 1996. – 620 с.
6. Коротя М. Етапи становлення нафтогазової промисловості в Україні / М. Коротя // Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. – 2017. – С. 76–81.
7. Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів – Харків : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с.
8. Орловський В. М. Технологія видобування нафти : навч. посіб. / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів – Полтава : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с.
9. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів : підручник / В. Г. Суярко. – Харків : Фоліо, 2015. – 413 с.
10. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко, С. О. Овецький, Я. М. Фем'як, В. Р. Возний. – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

*Електронне навчальне видання*

**ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,  
**БОБЛОВСЬКИЙ** Олександр Володимирович,  
**ЯКИМЕЧКО** Ярослав Яремович

## **ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ**

### **КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузі знань  
18 – Виробництво та технології зі спеціальності  
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський, І. В. Волосожарова*

План 2025, поз. 276Л

---

Підп. до друку 22.05.2026. Формат 60 × 84/16.  
Ум. друк. арк. 8,8.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Черноглазівська, 17, Харків, 61002.  
Електронна адреса: office@kname.edu.ua  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК № 8386 від 14.07.2025.